



João Vitor Santos Machado

Licenciado em Ciências da Engenharia Electrotécnica e de
Computadores

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos offshore

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Mário Ventim Neves, Professor Doutor,
Faculdade de Ciências e Tecnologia,
Universidade Nova de Lisboa

Co-orientador: Paulo Jorge da Costa Santos, Professor
Doutor, Instituto Politécnico de Setúbal,
Escola Superior de Tecnologia de Setúbal

Júri:

Presidente: Professor Doutor Rui Manuel Leitão Santos Tavares

Arguente: Professor Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira

Vogal: Professor Doutor Paulo Jorge da Costa Santos



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro 2014

Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Ciências e Tecnologia
Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Ciências e Tecnologia
Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

Copyright © João Vitor Santos Machado, FCT/UNL, UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Ciências e Tecnologia

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Agradecimentos

Todo o trabalho de investigação que culminou com a redação desta dissertação foi desenvolvido durante mais de um ano. Os inúmeros obstáculos e dificuldades que surgiram foram ultrapassados com o apoio e o incentivo de algumas pessoas, às quais quero expressar o meu sincero agradecimento.

Ao meu orientador científico, o Professor Doutor Mário Ventim Neves e ao meu co-orientador científico Professor Doutor Paulo Jorge da Costa Santos, expresso o meu profundo agradecimento, não apenas pela dedicação e exigência que prestaram a este trabalho, mas também pela amizade, apoio e disponibilidade apresentados. Saliento também um especial agradecimento pela confiança em mim depositada, na capacidade de realizar esta dissertação apesar do interregno que ocorreu. Quero ainda agradecer o sentido crítico, ideias e o rigor que trouxeram à dissertação e que em muito a enriqueceram.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Electrotécnica pela partilha de saber, que levou direta ou indiretamente, à realização desta dissertação.

Aos meus amigos Fábio Pereira, Daniela Jorge, Rita Santos, Paula Santos, Ricardo Bernardino, Tânia Silva, Cláudia Cipriano, Ricardo Sacadura e Inês Carvalho pela ajuda e companhia que deram durante a realização da dissertação, bem como todo o incentivo e persistência com que me contagiaram. A todos os meus amigos da faculdade, família por mim escolhida, pela amizade e apoio, por acreditarem em mim, quando eu recusava fazê-lo.

À Filipa Carvalho, minha namorada, agradeço do fundo do coração toda a ajuda a todos os níveis que me deu, o tempo que dedicou, a paciência com que me aturou nos momentos mais críticos e a maneira como me ajudou a encontrar um sentido positivo em todas as dificuldades e obstáculos, pessoais e académicos.

Aos meus pais, Vitor João Martins Machado e Maria da Anunciação Nicolau Santos agradeço o amor com que sempre me criaram e todos os valores que me instruíram e me tornaram a pessoa sou hoje. Agradeço a persistência incondicional, que foi muito importante para a realização desta dissertação, bem como todo o carinho, amor e força que me deram ao longo da minha vida.

Agradeço a todos os outros familiares e madrinha que sempre acreditaram em mim e que tiveram sempre uma palavra de apoio e de confiança para me dar.

Uma palavra de agradecimento e de pesar, ao meu padrinho José Francisco, que faleceu no decorrer desta dissertação e que não já não está presente para testemunhar esta minha conquista.

Agradeço de forma especial à minha irmã Joana, ao meu cunhado Bruno e à minha sobrinha Leonor por todo o apoio, ajuda e carinho que sempre demonstraram para comigo. Sem a sua ajuda, este trabalho teria sido bastante mais difícil de concluir. Agradeço-lhes a disponibilidade e acompanhamento que demonstraram nas alturas mais críticas.

A todos vós, muito obrigado!

Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Ciências e Tecnologia
Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Sumário

De modo a garantir as metas propostas pela União Europeia de diminuição de emissão de gases poluentes, alguns países membros apostaram na tecnologia eólica *offshore*. Com a evolução tecnológica, estes países pretendem aumentar as potências instaladas nos parques eólicos *offshore*, garantindo a sua otimização ao estarem em águas profundas, tendo assim um maior aproveitamento do potencial eólico.

Com esta dissertação, realizou-se um estudo para analisar, sob o ponto de vista de modelos, as limitações dos sistemas de transmissão em HVAC (*High Voltage Alternating Current*) quando estabelecidos em cabos submarinos. Os mecanismos dos sistemas de alimentação em HVAC, na forma tradicional (linhas aérea), são confrontados com condicionalismos. Este tipo de infraestrutura submarina impõe restrições, pelo simples facto dos parâmetros de capacidade e indutância serem bastante significativos, que para uma situação de trânsito de energia, inviabilizam o transporte de energia, devido ao elevado consumo de potência reativa, bem como os seus custos extremamente elevados.

Assim, os sistemas de alimentação em HVAC quando aplicados a parques eólicos *offshore* apresentam limitações. O recurso à tecnologia HVDC (*High Voltage Direct Current*), poderá ser a solução que se revela mais adequada para os sistemas de transmissão de energia associados aos parques eólicos *offshore*. Para além dos fatores técnicos é fundamental considerar os custos associados à construção e exploração do parque eólico, sendo fundamental analisar todos os dados relacionados com o projeto.

Palavras-chave: parques eólicos *offshore*; sistemas de transmissão de energia; HVAC; HVDC; HVDC-LCC; HVDC-VSC; análise económica.

Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Ciências e Tecnologia
Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Abstract

To ensure that the targets proposed by the European Union regarding the reduction of the greenhouse gas emissions were met, some EU country members invested in the offshore wind technology. With the technological evolution, these countries intent to increase the power of the offshore wind farms, ensuring its optimization by being set at deep waters, where thus having a greater use of wind potential.

In this thesis, by making use of models, an analysis is developed regarding the limitations of the power transmission systems in HVAC (High Voltage Alternating Current) when using in submarine cables. The mechanisms of the supply systems in HVAC, in its traditional way (air lines), are faced with constraints. This kind of subsea infrastructure imposes restrictions, just by the fact that the capacity and inductance parameters are significant, which, when dealing with energy transmission, make unfeasible the power transport due to its high consumption of reactive power as well as its extremely high costs.

As analyzed in this thesis, the supply systems in HVAC, when applied to offshore wind farms present limitations. The solution can be to use the HVDC (High Voltage Direct Current) technology as it reveals to be the most adequate to the energy transmission associated with this offshore wind farms. In addition to the technical factors, it's fundamental to consider the costs associated with the construction and operation of the wind farm, making it important to analyze every data regarding the project.

Keywords: offshore wind farms; Power transmission systems; HVAC; HVDC; HVDC-LCC; HVDC-VSC; economical analysis.

Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Ciências e Tecnologia

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Índice

Agradecimentos.....	v
Sumário.....	vii
Abstract.....	ix
Índice.....	xi
Índice de Figuras.....	xiii
Índice de Tabelas.....	xvii
Simbologia e Notações.....	xix
Capítulo 1 – Introdução.....	- 1 -
1.1. Enquadramento da dissertação.....	- 1 -
1.2. Motivação.....	- 10 -
1.3. Objetivos.....	- 11 -
1.3.1. Objetivo geral.....	- 11 -
1.3.2. Objetivos específicos.....	- 11 -
1.4. Estado da Arte.....	- 11 -
1.5. Contribuições originais.....	- 13 -
Capítulo 2 – Sistemas de transmissão de energia para parques eólicos <i>offshore</i>	- 15 -
2.1. HVAC - High Voltage Alternating Current.....	- 15 -
2.2. HVDC - High Voltage Direct Current.....	- 23 -
2.2.1. Sistema de Transmissão em Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores com Comutação natural de linha (HVDC LCC).....	- 26 -
2.2.2. Sistema de Transmissão em Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores da fonte de tensão (HVDC-VSC).....	- 30 -
2.3. Vantagens e desvantagens dos sistemas de transmissão de energia dos parques eólicos <i>offshore</i>	- 32 -
Capítulo 3 – Modelos de sistemas de transmissão AC e compensação de potência reativa.....	- 35 -
3.1. Modelos de sistemas de transmissão de energia.....	- 35 -
3.1.1. Modelo de parâmetros distribuídos.....	- 35 -
3.1.2. Modelos de parâmetros concentrados.....	- 42 -
3.1.2.1. Modelo de Linha Curta.....	- 42 -
3.1.2.2. Modelo Equivalente em π Nominal.....	- 44 -
3.1.3. Modelos de parâmetros dependentes da frequência.....	- 45 -
3.2. Compensação da potência reativa nos cabos submarinos.....	- 46 -
3.2.1. Tipos de compensação reativa.....	- 48 -
3.2.1.1. Compensação de potência reativa num barramento ou nos dois barramentos.....	- 48 -

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos offshore

3.2.1.2.	Compensação de potência reativa fixa ou variável	51 -
3.2.2.	Evolução dos três tipos de compensação de potência reativa	52 -
3.2.2.1.	Transmissão de energia ao longo da linha não é compensada (compensação no barramento <i>onshore</i>)	53 -
3.2.2.2.	Transmissão de energia ao longo da linha com compensação da potência reativa nos dois barramentos e com ajuste fixo.....	53 -
3.2.2.3.	Transmissão de energia ao longo da linha com compensação da potência reativa nos dois barramentos e com ajuste dinâmico.	55 -
Capítulo 4 – Estudo teórico de sistemas de transmissão de energia de um parque eólico offshore em HVAC.....		57 -
4.1.	Caso de estudo.....	57 -
4.2.	Aplicação aos sistemas de transmissão de energia.....	62 -
4.2.1.	HVAC	62 -
4.2.1.1.	Cálculo de parâmetros necessários ao estudo da linha de transmissão	63 -
4.2.1.2.	Estudo e comportamento do sistema de transmissão de energia	64 -
4.3.	Conclusões	73 -
Capítulo 5 – Evolução económica dos sistemas de transmissão de energia dos parques eólicos offshore.....		75 -
5.1.	Custos de Investimento dos sistemas de transmissão.....	75 -
5.1.1.	HVAC	75 -
5.1.1.1.	Plataforma <i>offshore</i>	75 -
5.1.1.2.	Subestação.....	77 -
5.1.1.3.	Custo do cabo	79 -
5.1.1.4.	Instalação do cabo	80 -
5.1.1.5.	Compensação reativa.....	81 -
5.1.2.	HVDC-VSC	83 -
5.1.2.1.	Plataforma <i>offshore</i>	83 -
5.1.2.2.	Subestação.....	83 -
5.1.2.3.	Custo do cabo	85 -
5.1.2.4.	Instalação do cabo	86 -
5.1.3.	HVDC-LCC	86 -
5.2.	Comparação dos custos de investimento dos sistemas de transmissão	87 -
5.3.	Fronteira de aplicabilidade das duas tecnologias de transmissão de energia	92 -
5.4.	Conclusões	94 -
Capítulo 6– Conclusões finais e trabalho futuro.....		95 -
Capítulo 7 – Bibliografia.....		97 -
Capítulo 8 – Anexos.....		101 -

Índice de Figuras

Figura 1.1: Exemplos de produção de energia utilizando o vento.	2 -
Figura 1.2: Exploração de energias eólica na Europa entre os anos 2000-2013 [4].....	3 -
Figura 1.3: Representação da potência eólica instalada na Europa por País no final de 2013 em MW [4].....	4 -
Figura 1.4: Representação a evolução acumulativa e anual dos parques eólicos <i>offshore</i> ao longo dos últimos anos [5].	5 -
Figura 1.5: Potência Instalada em percentagem por Mar/Oceano [5].	6 -
Figura 1.6: Profundidade média da água e distância à costa do parque eólicos <i>offshore</i> na Europa [8].	7 -
Figura 1.7: Tendências futuras para a instalação de aerogeradores [8].....	7 -
Figura 1.8 Altas do Vento <i>Offshore</i> em Portugal e Mapa de batimetria em Portugal [11].	9 -
Figura 1.9 Cronograma do Vento <i>offshore</i> [11].	10 -
Figura 2.1: Exemplo de um cabo submarino com revestimento XLPE com um condutor (à esquerda) e três condutores (à direita) [18].	16 -
Figura 2.2: Exemplo de um cabo submarino com revestimento em papel impregnado (à esquerda) e com revestimento XLPE (à direita) [19].	17 -
Figura 2.3: Arquitetura de um cabo HVAC com três condutores [20].	17 -
Figura 2.4: Limite da capacidade de transmissão para um cabo trifásico a 150 kV (azul) e a 220 kV (vermelho), com e sem compensação.....	19 -
Figura 2.5: Tipo de formação dos condutores cabo [18].	22 -
Figura 2.6: Parques eólico <i>offshore</i> [26].	23 -
Figura 2.7: Representação de um exemplo de sistema HVDC com ligação monopolar, com e sem retorno metálico.	24 -
Figura 2.8: Representação de um sistema HVDC com ligação bipolar, com e sem retorno metálico.	25 -
Figura 2.9: Representação de um esquema de um sistema de transmissão baseado na tecnologia HVDC Clássica.	26 -
Figura 2.10: Cabo de massa impregnada [30].	29 -
Figura 2.11: Cabos com revestimento a óleo[30].	29 -
Figura 2.12: Exemplo de um sistema de transmissão em HVDC-VSC.	30 -
Figura 3.1: Representação de um troço de uma linha trifásica com comprimento dx	35 -
Figura 3.2: Representação do esquema monofásico equivalente do troço da linha.	36 -
Figura 3.3: Propagação de uma onda eletromagnética.....	38 -

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos offshore

Figura 3.4: Sistema quadripolo orientado para uma linha de transmissão em parâmetros ABCD.	- 39 -
Figura 3.5: Esquema equivalente de uma linha curta.	- 43 -
Figura 3.6: Diagrama de fasores das tensões nas extremidades de uma linha curta.	- 44 -
Figura 3.7: Modelo equivalente em π nominal de uma linha.	- 44 -
Figura 3.8: Representação gráfica da corrente que flui através do cabo submarino.	- 47 -
Figura 3.9: Modelo equivalente em π monofásico de um cabo submarino num ponto fase neutro.	- 47 -
Figura 3.10: Representação gráfica da corrente reativa que flui através da linha de transmissão para os dois tipos de compensação: a) Compensação da potência reativa no barramento <i>onshore</i> (à esquerda); b) Compensação da potência reativa nos dois barramentos <i>offshore</i> e <i>onshore</i> (à direita) [33].	- 49 -
Figura 3.11: Evolução da corrente reativa que flui através do cabo, nos dois tipos de compensação reativa, (a azul) compensação da potência reativa num barramento, (a vermelho) compensação da potência reativa nos dois barramentos [33].	- 50 -
Figura 3.12: Corrente total ao longo do cabo submarino dependendo do comprimento do cabo, compensação reativa nos dois barramentos (a vermelho) e compensação reativa apenas no barramento <i>onshore</i> (a azul), para uma configuração 150MW-150kV [33].	- 51 -
Figura 3.13: Representação equivalente de um cabo submarino com bobinas nas suas extremidades.	- 52 -
Figura 3.14 Diagrama de um cabo submarino com compensação de potência reativa no barramento <i>onshore</i> .	- 53 -
Figura 3.15: Diagrama de um cabo submarino com compensação reativa nos dois barramentos, com bobinas de valor fixo.	- 54 -
Figura 3.16: Diagrama de um cabo submarino com compensação reativa nos dois barramentos, com bobinas variáveis.	- 55 -
Figura 4.1: Corrente máxima permitida pelo cabo submarino dependendo do comprimento do cabo sem compensação.	- 59 -
Figura 4.2: Evolução da potência reativa ao longo da linha de transmissão, sem recurso a compensação.	- 60 -
Figura 4.3: Representação do valor de corrente reativa gerada pelo cabo ao longo da linha de transmissão.	- 61 -
Figura 4.4: Corrente máxima permitida pelo cabo submarino dependendo do comprimento do cabo, com compensação e sem compensação.	- 61 -
Figura 4.5: Potência reativa ao longo da linha de transmissão com recurso à compensação e sem compensação.	- 62 -

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

Figura 4.6: Evolução da potência reativa gerada pelo cabo ao longo do sistema de transmissão.	65 -
Figura 4.7: Evolução das correntes na receção ao longo do cabo e limites dos comprimentos de cabo para os valores de corrente nominal.	66 -
Figura 4.8: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 200MW a 150 kV.....	68 -
Figura 4.9: Valor dos comprimentos máximos do cabo após a implementação da compensação de potência reativa para os diferentes sistemas simulados.....	69 -
Figura 4.10: Variação da tensão entre a emissão e a receção em percentagem.	70 -
Figura 4.11: Variação de fase entre a emissão e a receção em percentagem.	71 -
Figura 4.12: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 150 MW a 150kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.	72 -
Figura 5.1: Obtenção da linha de tendência dos custos das plataformas <i>offshore</i> utilizadas nos parques eólicos.	76 -
Figura 5.2: Obtenção da linha de tendência, para o calcular dos custos das subestações em sistemas HVAC.	79 -
Figura 5.3: Preço do cobre nos mercados internacionais [43].....	80 -
Figura 5.4: Obtenção da linha de tendência usada para calcular os custos das subestações em sistemas HVDC-VSC.	84 -
Figura 5.5: Obtenção da linha de tendência que relaciona as potências transmitidas pelos cabos, com os custos do cabo.	86 -
Figura 5.6: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 150 MW.....	89 -
Figura 5.7: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 200 MW.....	90 -
Figura 5.8: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 300 MW.....	91 -
Figura 5.9: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 600 MW.....	92 -
Figura 5.10: Gráfico que relaciona a análise técnica com a análise económica, aplicada a parques eólicos <i>offshore</i>	93 -
Figura 8.1: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 150MW a 150 kV.....	102 -
Figura 8.2: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 150MW a 220 kV.....	103 -

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

Figura 8.3: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 200MW a 220 kV.....	- 103 -
Figura 8.4: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 300MW a 220 kV.....	- 104 -
Figura 8.5 Valores dos comprimentos dos cabos após a implementação da compensação de potência reativa para os diferentes sistemas simulados.....	- 104 -
Figura 8.6: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 200 MW a 150kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.	- 105 -
Figura 8.7: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 150 MW a 220kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.	- 105 -
Figura 8.8: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 200 MW a 220kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.	- 106 -
Figura 8.9: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 300 MW a 220kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.	- 106 -
Figura 8.10: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 400 MW.....	- 107 -
Figura 8.11: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 500 MW.....	- 108 -

Índice de Tabelas

Tabela 1.1: Informação pormenorizada do número de parques eólicos, aerogeradores e potências instaladas por país, na Europa [5].	- 5 -
Tabela 2.1: Resistividade e coeficiente de temperatura para vários materiais condutores.	- 21 -
Tabela 3.1: Características físicas do cabo submarino.	- 48 -
Tabela 4.1: Parâmetros do cabo trifásico de 150 kV utilizado na simulação [22].	- 57 -
Tabela 4.2 Dados técnicos dos cabos utilizados nos ensaios na transmissão de energia em HVAC [22].	- 63 -
Tabela 4.3 Número de cabos necessários para transmitir toda a potência instalada em parques eólicos offshore.	- 63 -
Tabela 4.4 Valores de potência reativa injetados pelo cabo HVAC no barramento da subestação onshore.	- 64 -
Tabela 4.5: Distância máxima entre subestações.	- 67 -
Tabela 4.6: Valores das distâncias máximas entre subestações com e sem recurso à compensação reativa.	- 69 -
Tabela 4.7: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir sem recurso à compensação reativa, para regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.	- 72 -
Tabela 4.8: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir com recurso à compensação reativa, para regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.	- 73 -
Tabela 5.1: Custos das plataformas de acordo com o volume das mesmas.[17].	- 76 -
Tabela 5.2: Valores dos intervalos de custo dos transformadores, relativamente à sua potência nominal, assim como os custos médios dos mesmos [42].	- 77 -
Tabela 5.3: Custos da aparelhagem presentes na subestação [42].	- 78 -
Tabela 5.4: Custos das subestações de acordo com a potência instalada nas mesmas.	- 78 -
Tabela 5.5: Custos dos cabos 3-core XLPE (sem custos de instalação) de acordo com a tensão e a potência que são capazes de transportar em M€/km [42].	- 80 -
Tabela 5.6: Custos de instalação dos cabos [42].	- 81 -
Tabela 5.7: Intervalos de custo das bobinas de compensação relativamente à potência reativa de compensação [42].	- 82 -
Tabela 5.8: Intervalos de custo do STATCOM relativamente à potência reativa de compensação [42].	- 82 -
Tabela 5.9: Custos da subestação [42].	- 84 -
Tabela 5.10: custos dos cabos HVDC extrudidos (sem custos de instalação) de acordo com a tensão, secção e potência que são capazes de transmitir [28], [42].	- 85 -

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos offshore

Tabela 5.11: Custos de investimento da instalação do projeto <i>Firth of Forth</i>	- 87 -
Tabela 5.12: Custos de investimento da instalação do projeto <i>Dogger Bank H1</i>	- 88 -
Tabela 5.13: Comparação dos custos de investimento para a potência de 150MW (HVAC 1x132kV) e (HVDC-VSC 1x150kV).	- 88 -
Tabela 5.14: Comparação dos custos de investimento para a potência de 200MW (HVAC 1x220kV) e (HVDC-VSC 1x150kV).	- 89 -
Tabela 5.15: Comparação dos custos de investimento para a potência de 300MW (HVAC 2x132kV) e (HVDC-VSC 1x150kV).	- 90 -
Tabela 5.16: Comparação dos custos de investimento para a potência de 600MW (HVAC 2x220kV) e (HVDC-VSC 1x320kV).	- 91 -
Tabela 5.17: Tabela síntese que relaciona a análise técnica com a análise económica, aplicada a parques eólicos offshore.	- 93 -
Tabela 8.1: Comparação dos custos de investimento para a potência de 400MW (HVAC 2x220kV) e (HVDC-VSC 1x320kV).	- 107 -
Tabela 8.2: Comparação dos custos de investimento para a potência de 500MW (HVAC 2x220kV) e (HVDC-VSC 1x320kV).	- 108 -

Simbologia e Notações

HVAC – Alta Tensão com Corrente Alternada (*High Voltage Alternating Current*)

HVDC – Alta Tensão com Corrente Contínua (*High Voltage Direct Current*)

XLPE – Polietileno reticulado

BT – Baixa tensão (*Low Voltage*)

MT – Média tensão (*Medium Voltage*)

AT – Alta tensão (*High Voltage*)

AC - Corrente alternada (*Alternating Current*)

DC – Corrente contínua (*Direct Current*)

HVDC-LCC - Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores com Comutação natural de linha (*High Voltage Direct Current using Line Commutated Converters*)

HVDC-VSC - Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores da fonte de tensão (*High Voltage Direct Current Voltage Source Converters*)

MI – Massa Impregnada (*Mass Impregnated*)

OF – Revestimento a Óleo (*Oil-Filled*)

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

NORSEWinD – *Northern Seas Wind Index Database*

IGBT - Transístor Bipolar de Porta Isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor*)

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Ciências e Tecnologia

Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos *offshore*

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Capítulo 1 – Introdução

Neste capítulo, serão abordados de uma forma resumida os contextos históricos das fontes energéticas, bem como dos sistemas eólicos. Posteriormente, serão descritas evoluções tecnológicas dos sistemas de energia eólica.

Pretende-se contextualizar, numa perspetiva global, o crescimento e exploração da energia eólica em terra. Com a massificação da utilização desta tecnologia e a escassez de potenciais locais para a sua utilização, devido às elevadas concentrações de parques eólicos e às respetivas restrições ambientais (locais inacessíveis, reservas naturais, etc.). Estas restrições, aliadas à crescente preocupação em termos ambientais por parte da comunidade internacional, têm contribuído de forma decisiva para o aumento da exploração dos parques eólicos *offshore*.

Serão também explanadas as motivações para a abordagem deste tema, nesta dissertação, e quais os objetivos que se pretendem atingir com o presente estudo.

1.1. Enquadramento da dissertação

A energia elétrica é um elemento muito importante nos dias de hoje, tanto ao nível industrial (abastecimento e produção, etc.) como ao nível socioeconómico (criação de emprego, etc.). Devido aos elevados padrões de consumo de energia, os serviços de fornecimento da mesma estão em constante expansão de produção, de modo a garantir as necessidades de consumo futuras.

Ao longo da história, o Homem tem utilizado os elementos (terra, vento, água e fogo) presentes no planeta, para seu benefício. Uma das possíveis utilizações foi a conversão destes em fontes energéticas, que podem ser obtidas através da produção de calor ou de força motriz.

Com a evolução dos tempos, o desenvolvimento cognitivo e a revolução industrial (entre o final do século XVIII e principio do século XIX), novas fontes energéticas como o vapor, o carvão, o petróleo e a energia nuclear, começaram a ser utilizadas substituindo as primeiras fontes energéticas. Desde então e até à crise do petróleo (1973-79), só se utilizaram estas fontes energéticas. A partir daí, a comunidade internacional, começou a pensar em alternativas que pudessem assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia. Começou também a preocupar-se com questões ambientais relacionadas com a queima de combustíveis fósseis, que neste período se tornou um dos grandes métodos de produção de energia. Transversalmente a este método de produção de energia, problemas de poluição, tais como o efeito de estufa, o aquecimento global, o aumento do buraco do ozono e as chuvas ácidas, começaram a aparecer causados pelas emissões de gases nocivos para a camada do ozono.

A 16 de Fevereiro de 2005, o Protocolo de Quioto passou a vigorar para 175 países (sendo Portugal um deles), como consequência de vários eventos político-ambientais ocorridos entre 1988 e 1992, em que se celebrou um tratado internacional com compromissos mais rígidos para a redução da emissão de gases que agravam o efeito de estufa. Os países que assinaram este protocolo tinham a obrigação de reduzir a emissão de gases que provocavam o efeito de estufa, para valores de, pelo menos, 5,2% em relação aos níveis de 1990, nos períodos de entre 2008 e 2012. Para garantir que esta meta era atingida, várias medidas tiveram de ser implementadas, muitas delas relacionadas com a produção de energia. Uma das medidas efetuadas foi o investimento acentuado na produção de energias renováveis. As energias renováveis, onde atualmente existe um maior desenvolvimento, são: a energia da biomassa, a energia solar, a energia eólica, o etanol e o biodiesel.

Capítulo 1 – Introdução

Na última década a energia eólica tem assumido um papel muito importante na produção de energia limpa, estando previsto um aumento desta tecnologia em cerca de 14% até 2020 [1].

A energia eólica não é uma tecnologia nova. Ao longo da história, o Homem tem utilizado o vento como fonte de energia. Várias técnicas foram utilizadas para usar o vento nessa produção de energia, de entre as quais as velas para efetuar a propulsão do barco, fazer girar o moinho de vento ou puxar água de um poço. Na figura 1.1 estão exemplos do vento como forma de produção de energia [2].



Figura 1.1: Exemplos de produção de energia utilizando o vento.

Devido ao facto de existirem metas ambientais a cumprir e ao esgotamento de locais com excelentes condições para o desenvolvimento e interligação em larga escala de parque eólicos terrestres, as atenções viraram-se para outros locais e tecnologias. Um dos locais que passou a ter maior influência na produção de energia eólica foi a zona costeira, onde existem locais com um grande potencial eólico (por vezes até superior ao potencial existente em terra), que permitem a instalação de grandes parques eólicos *offshore*, com milhares de MW de potência instalada.

A instalação dos aerogeradores em ambiente marítimo, permite o aproveitamento dos recursos eólicos aqui presentes. Posteriormente a energia aqui produzida é transportada para terra por meio de cabos submarinos e injetada na rede de distribuição. Estas instalações, embora representando um maior custo de instalação, transporte e manutenção, têm sido uma boa aposta para suprirem as dificuldades geográficas existentes nos parques eólicos terrestres.

A aposta forte em parques eólicos *offshore* deve-se às vantagens inerentes aqui presentes, são elas [3]:

- Maior disponibilidade de recursos marítimos, tais como a qualidade do vento;
- Menor impacto ambiental;
- Maior tempo de vida útil das turbinas, devido à baixa intensidade de turbulência;

- Menor impacto visual (disposição dos aerogeradores em alto mar);
- Maior velocidade média do vento e mais estabilidade do vento;
- Possibilidade de utilização de plataformas petrolíferas desativadas para a subestação *offshore*, reduzindo assim os custos da estrutura.

Embora apresentem diversas vantagens, os parques eólicos *offshore* também apresentam algumas desvantagens, como:

- A possibilidade de existência de tempestades no mar que possibilitem a formação de ondas de elevadas dimensões;
- Uma manutenção mais difícil de efetuar, levando a que os materiais utilizados sejam mais fortes e robustos, capazes aguentar condições atmosféricas extremas;
- As elevadas concentrações de sal no ar leva a problemas relacionados com a corrosão de material e equipamentos;
- As frequências de ressonâncias na torre são influenciadas pelas ondas do mar;
- Maior demora na reparação de avarias e substituição do material;
- Maiores custos de construção dos parques eólicos;
- Problema com a profundidade do mar, uma vez que a partir dos 50 metros de profundidade, torna-se necessário a utilização de suportes flutuantes para fixar as turbinas eólicas.

Tendo em vista o cumprimento dos objetivos propostos pelo Tratado de Quioto, a Europa apostou fortemente nas energias renováveis para reduzir a emissão dos gases que provocam efeitos de estufa. A exploração de energias renováveis, como a energia eólica, teve um crescimento exponencial na Europa nos últimos anos, como pode ser observado na figura 1.2 [4].

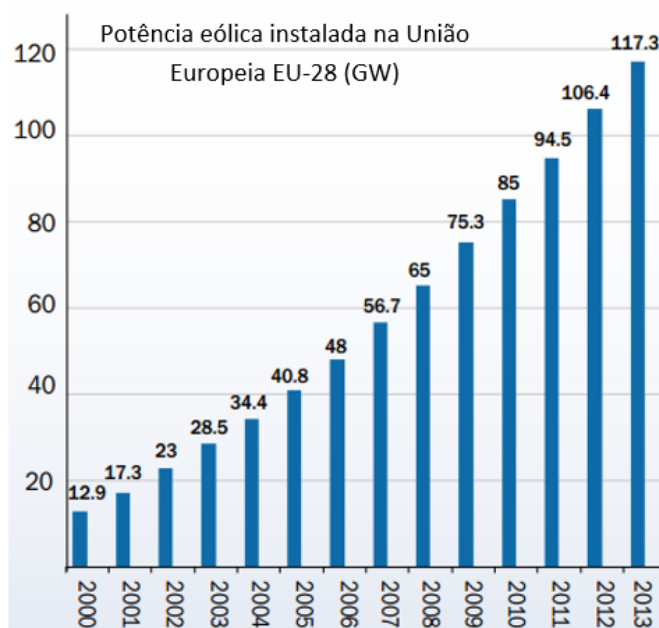


Figura 1.2: Exploração de energias eólica na Europa entre os anos 2000-2013 [4].

Como é possível observar na figura anterior, a energia eólica instalada na Europa tem aumentado a um ritmo elevado, de aproximadamente 10% relativamente ao ano anterior e atingiu no ano de 2013 um valor de 117,3GW. As previsões apontam para que, em 2020, a potência elétrica instalada na Europa seja de 230GW, dos quais 190GW são parques eólicos terrestres e 40GW são parques eólicos *offshore*. Com este aumento, a energia eólica passará a cobrir uma procura de eletricidade na Europa de 19,3% em 2020, ao contrário dos 2,5% em 2005[1].

Na figura 1.3 está representada a potência eólica instalada na Europa por país no final de 2013 em MW [4].



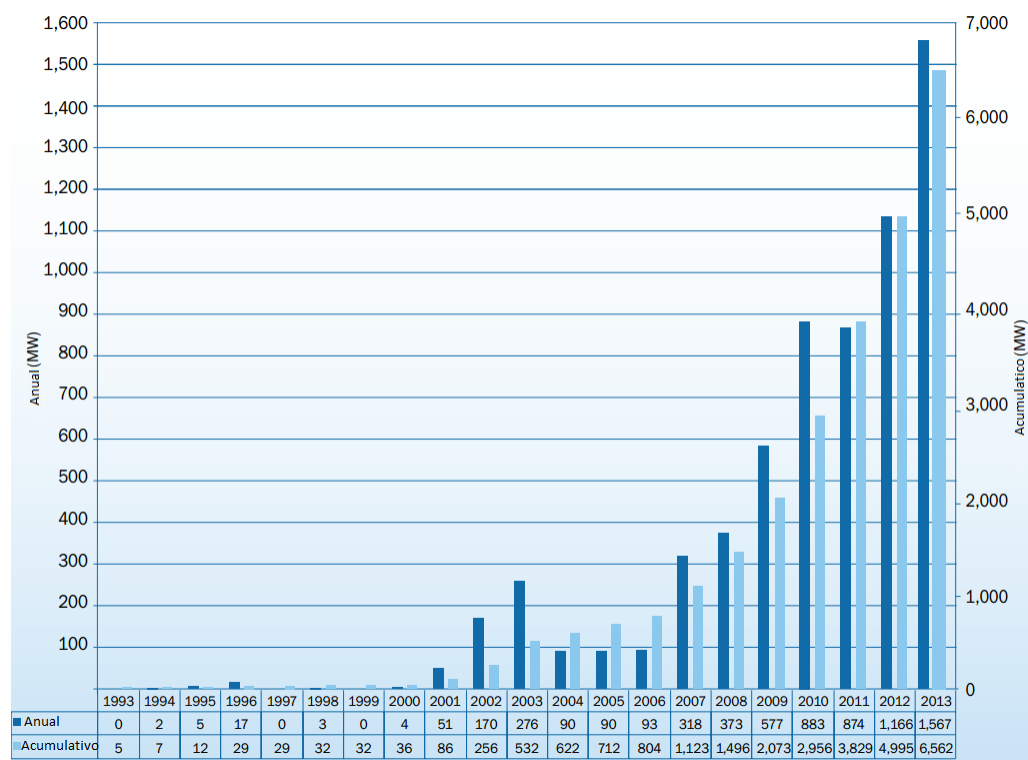


Figura 1.4: Representação a evolução acumulativa e anual dos parques eólicos *offshore* ao longo dos últimos anos [5].

Em 2013 nas instalações *offshore*, existiam 2080 aerogeradores instalados e conectados à rede elétrica, em 69 parques eólicos offshore, espalhados por 11 países. A potência total instalada era de 6562 MW e produziam cerca de 24 TWh num ano normal. Com este valor era possível produzir 0,7% de toda a energia consumida na Europa [5].

No que diz respeito a potência eólica *offshore* instalada por país, o Reino Unido é líder na Europa com 3681 MW (56% de todas as instalações Europeias), em segundo lugar aparece a Dinamarca com 1271 MW (19%) e a Bélgica com 571 MW (8,7%) em terceiro. A Alemanha tem 520 MW (8%), Holanda 247 MW (3,8%), Suécia 212 MW (3,22%), Finlândia 26 MW (0,4%), Irlanda 25 MW, Espanha 5 MW, Noruega 2,3 MW e Portugal 2 MW [5]. Na tabela 1.1, encontra-se informação pormenorizada do número de parques eólicos, aerogeradores e potências instaladas por país:

Tabela 1.1: Informação pormenorizada do número de parques eólicos, aerogeradores e potências instaladas por país, na Europa [5].

País	UK	DK	BE	DE	NL	SE	FI	IE	ES	NO	PT	Total
Nº de Parques	23	12	5	13	4	6	2	1	1	1	1	69
Nº de Aerogeradores	1082	513	135	116	124	91	9	7	1	1	1	2080
Potência Instalada (MW)	3681	1271	571	520	247	212	26	25	5	2	2	6562

Em termos geográficos, analisando a informação da tabela anterior e a figura 1.5, é possível concluir que o Mar do Norte tem sido uma grande aposta em instalações eólicos *offshore*. Este representa 66%

(4363 MW) de toda a potência instalada na Europa, aparecendo de seguida o Mar Báltico com 17% (1143 MW) e o Oceano Atlântico com 16% (1056 MW). O desenvolvimento de parques eólicos *offshore* tem tido especial importância no Mar do Norte, assim como no Mar Báltico e no Oceano Atlântico para que a Europa possa alcançar as metas de desenvolvimento e aplicação de energias renováveis propostas.

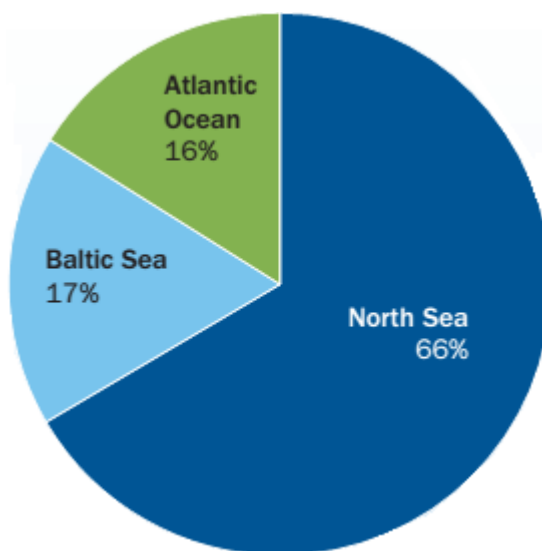


Figura 1.5: Potência Instalada em percentagem por Mar/Oceano [5].

Os países banhados pelo Mar do Norte vão continuar a apostar neste, aumentando a potência instalada em ambiente *offshore*, uma vez que possui ótimas condições para a implementação de instalações eólicas *offshore*, apresentando uma boa qualidade do vento e baixa profundidade [6].

Uma vez que o Mar do Norte apresenta a maior percentagem de parques eólicos *offshore*, uma Super-Rede Offshore Europeia (*European Offshore Supergrid*) poderá ser construída para permitir trocas de potência entre países associados [7].

Em termos de limitações físicas, o maior problema que se opõe à produção de energia eólica *offshore*, tem a ver com questões relacionadas com o transporte dessa energia para a costa.

Com a localização dos parques eólicos *offshore* a distâncias consideráveis da costa, a melhor forma de transportar a energia aqui produzida é por meio de cabos submarinos de alta tensão. Existem duas tecnologias utilizadas no transporte de energia eólica *offshore*: a transmissão em corrente alternada em alta tensão (HVAC – *High Voltage Alternative Current*) e a transmissão de energia em corrente contínua em alta tensão (HVDC – *High Voltage Direct Current*).

Os cabos HVAC apresentam limitações ao nível do comprimento do cabo, isto é, devido à existência de uma corrente de carga do tipo capacitivo. Para contornar este problema, empresas ligadas ao ramo pensaram numa solução, sendo ela a utilização de sistemas de transporte por meio de cabos HVDC para longas distâncias.

Outro dos problemas relacionado com os parques *offshore* é a profundidade do mar/oceano onde estes podem ser colocados. Atualmente, as instalações eólicas com maior profundidade situam-se entre os 40 e 45m, como pode ser observado na figura 1.6 [8].

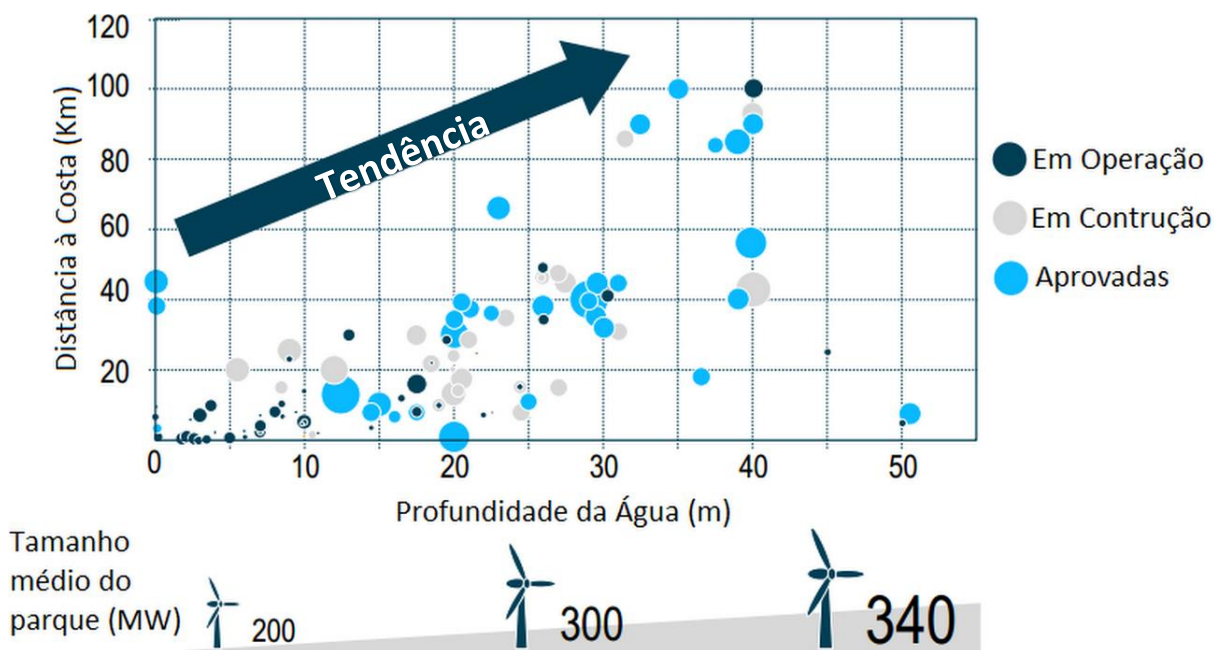


Figura 1.6: Profundidade média da água e distância à costa do parque eólicos *offshore* na Europa [8].

Devido às atuais limitações dos parques eólicos *offshore*, relativamente à capacidade de transporte de energia e à sua localização próxima da costa, as tendências futuras apontam para que estes parques sejam capazes de produzir e transportar milhares de MW, podendo ser instalados a 120m de profundidade e a uma distância da costa superior a 120km, conforme se pode observar na figura 1.7 [8].

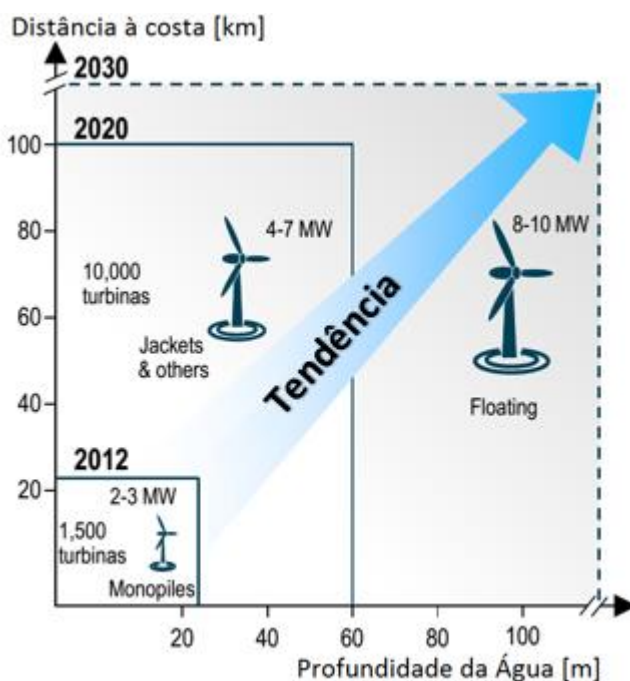


Figura 1.7: Tendências futuras para a instalação de aerogeradores [8].

Situação Eólica em Portugal

Sendo Portugal um país sem exploração de combustíveis fósseis, como o petróleo ou o gás natural e, sabendo que a disponibilidade do carvão está a escassear, foi necessário encontrar alternativas para colmatar a extinção dos recursos fósseis. Para isso, promoveu-se e incentivou-se a utilização das energias renováveis.

Portugal possui uma mistura invejável de recursos renováveis, pois apresenta montanhas para aproveitamento da energia hídrica, muitas horas de exposição solar para aproveitar a energia solar, muitas horas de vento para aproveitar a energia eólica e ainda uma das maiores plataformas continentais para aproveitar as energias *offshore*.

A nível internacional, Portugal, é tido como um exemplo no aproveitamento das energias renováveis, sendo o 4º país da Europa com maior penetração de renováveis no consumo de energia e é o 2º país do mundo com maior penetração de eólica no consumo de eletricidade [9].

Nos últimos 20 anos, as energias renováveis apresentaram um crescimento acentuado, muito por causa do desenvolvimento da energia eólica. Este desenvolvimento deveu-se essencialmente a [10]:

- Reestruturação do setor elétrico em 1995, que depois foi reforçada em 2006, estabelecendo a liberalização e promoção da concorrência nos mercados energéticos, com o consequente fim do monopólio detido pela EDP (Energias de Portugal);
- A publicação de legislação específica para promover o desenvolvimento das energias renováveis, designadamente através da agilização de procedimentos administrativos com o objetivo de melhorar a gestão da capacidade de receção e a introdução de tarifas de venda de energia de origem renovável à rede pública, baseadas numa remuneração muito atrativa, diferenciada por tecnologia e regime de exploração;
- A aprovação das “Diretivas das Renováveis”, cuja aplicação a Portugal levou o Governo a definir metas ainda mais rigorosas para a penetração das energias renováveis, designadamente a energia eólica, com a previsão de ter 5100MW instalados até 2012.

Em 2013 a potência total instalada através dos recursos eólicos era cerca de 4724MW. Atualmente, o investimento em novas instalações eólicas atenuou um pouco, devido ao estado económico em que o país se encontra [4]. Em Portugal as previsões indicam que a energia eólica instalada em 2020 será entre 7500-9000MW, representando um crescimento anual entre os 360-510MW [1].

A energia eólica portuguesa tem grande expansão no país. No entanto, essa energia é totalmente *onshore*, com exceção do parque eólico da Aguçadoura – Póvoa do Varzim (2 MW). A principal razão para que Portugal ainda não tenha apostado nas instalações eólicas *offshore* é a profundidade da plataforma continental. Outros fatores que levaram ao desinteresse deste tipo de instalações foram as falhas sísmicas, zonas de proteção ecológicas, zonas proteção marítima, zonas piloto, corredores de navegação e a existência de ondas de elevada dimensão no Oceano Atlântico, relativamente às ondas existentes nos mares do norte da Europa.

Por existir um elevado potencial eólico *offshore* na costa nacional (extensa costa marítima e elevada qualidade de vento), vários projetos têm sido elaborados para contornar as barreiras físicas costeiras. De entre os projetos elaborados destaca-se o Windfloat. Este projeto é um consórcio que junta EDP, A. SilvaMatos, InovCapital, Vestas e Principle Power, no desenvolvimento de um novo tipo de plataforma de suporte do aerogerador. Estas plataformas de suporte foram desenvolvidas, tendo por referência as plataformas usadas nas instalações petrolíferas e baseiam-se num triângulo com a turbina inserida num dos vértices. Nestes vértices existem ainda lastros cilíndricos flutuadores de grandes dimensões que servem de base a toda a estrutura de forma a equilibrá-la.

Capítulo 1 – Introdução

O Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P. (LNEG) tem feito o levantamento de dados do vento e produzindo o Atlas do Vento *onshore* e mais recentemente o atlas do vento *offshore* em Portugal. No levantamento de dados destaca-se o projeto NORSEWinD, presente na ilha das Berlengas. Com estes dados, estima-se que o potencial eólico *offshore* em Portugal seja entre os 2000 e os 2500MW. O Atlas do vento e a batimetria de Portugal podem ser observados na figura 1.8 [11].

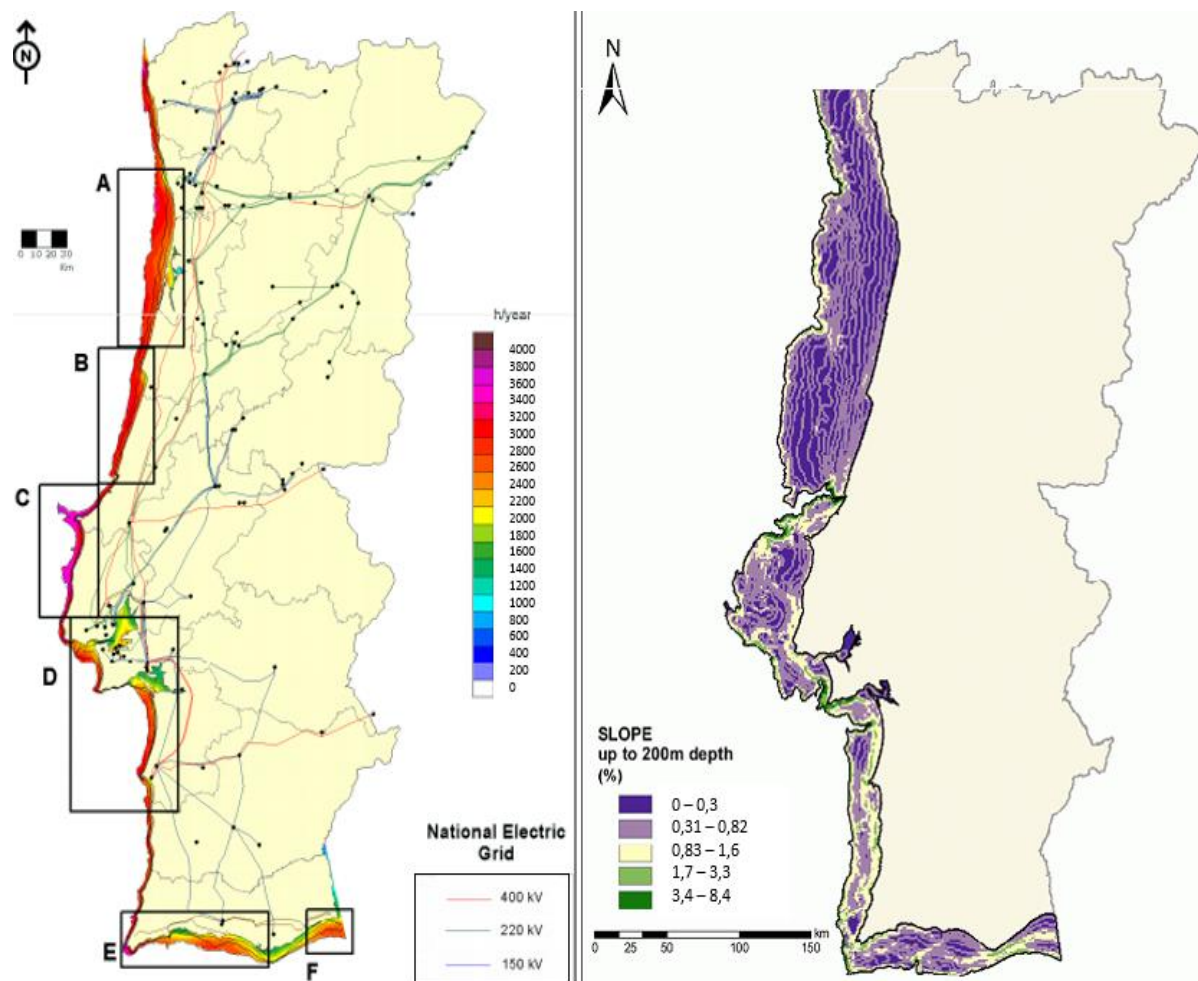


Figura 1.8 Altas do Vento *Offshore* em Portugal e Mapa de batimetria em Portugal [11].

Estima-se que na zona norte, em particular na zona de Viana do Castelo e do Porto, seja possível instalar 500MW, na zona centro 700MW e nas outras zonas 100MW.

Segundo o LNEG, o cronograma para o desenvolvimento de sistemas eólicos *offshore*, encontra-se representado na figura seguinte, em que projetos mais concretos foram desenvolvidos entre 2009 e 2014 e terão possível instalação em 2015 [11].

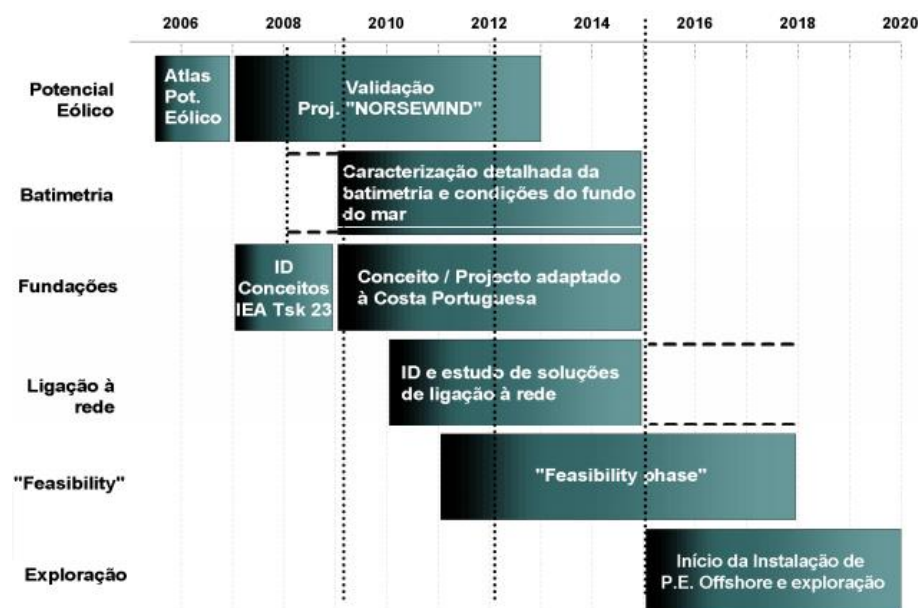


Figura 1.9 Cronograma do Vento offshore [11].

1.2. Motivação

Como aluno finalista do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, surgiu a oportunidade de desenvolver uma dissertação de Mestrado numa área relacionada com o interesse pessoal e profissional. Dessa forma, e de acordo com o percurso académico percorrido até então, foi desenvolvida a dissertação de Mestrado na área da análise dos limites de transmissão face às infraestruturas implementadas em cabos submarinos.

Com a necessidade de cumprir as metas de redução de emissões de gases com efeito de estufa, propostos pelo Protocolo de Quioto até 2020, a União Europeia teve a necessidade de implementar unidades de geração de energia eólica em larga escala, para garantir as metas de energias renováveis. Para isso, os países da União Europeia começaram por apostar nos parques eólicos em terra, mas chegaram à conclusão que estes não chegariam para garantir as metas de energias renováveis. No princípio dos anos 90, começaram a surgir os primeiros parques eólicos *offshore* na Europa, para consolidar a posição dos parques eólicos em terra como uma das grandes fontes de produção de energias renováveis.

Com o tempo, é previsível que os parques eólicos *offshore* venham a ultrapassar a energia produzida pelos homólogos terrestres. Para que isso aconteça, é necessário apostar em novas configurações e tecnologias, porque é sabido que os pontos onde as condições do vento são mais apropriadas para a produção de energia eólica, encontram-se a longas distâncias da costa, por não serem afetadas por práticas marítimas. Existe ainda outra questão relacionada com o transporte de energia a custos suportáveis, que tem levado ao desenvolvimento de novas soluções, sem comprometer a fiabilidade dos sistemas já existentes. Para que haja um forte investimento sobre as unidades de geração de energia com base em combustíveis fósseis (não renováveis), a energia eólica *offshore* necessita de ser produzida a preços competitivos, de forma a cativar o mercado energético. Na base desta questão, existem duas tecnologias usadas no transporte da energia produzida nos parques eólicos *offshore*: a tecnologia HVAC e a tecnologia HVDC.

- A tecnologia HVAC é uma tecnologia já bem conhecida, utilizada na maior parte das aplicações eólicas *offshore*, em termos operacionais é de fácil aplicação e é muito confiável, mas apresenta limitações de capacidade de transporte para longas distâncias;
- A tecnologia HVDC é uma tecnologia recentemente utilizada em aplicações eólicas *offshore*, permite o transporte de grandes quantidades de energia para longas distâncias por apresentar menores perdas na transmissão. Tem a desvantagem de ser uma tecnologia mais dispendiosa relativamente à tecnologia HVAC.

A escolha sobre qual a tecnologia utilizada nas aplicações eólicas *offshore* não é fácil, por existirem muitas variáveis envolvidas num projeto, mas todas essas variáveis devem convergir no sentido de tornar um projeto mais competitivo. Assim, deve existir uma análise e comparação das vantagens e desvantagens dos sistemas de transmissão para aplicações eólicas *offshore*, no sentido de minimizar os custos económicos e os impactos ambientais.

1.3. Objetivos

O propósito deste trabalho é perceber quais as limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos offshore. No sentido de facilitar a metodologia de trabalho para atingir com sucesso as metas propostas, foram traçados os seguintes objetivos:

1.3.1. Objetivo geral

- Analisar a limitação dos sistemas de transmissão em HVAC quando estabelecidos em cabos submarinos.
- Identificar o sistema de transmissão de energia mais adequado a um parque eólico *offshore*, de acordo com a distância e potência.

1.3.2. Objetivos específicos

- Explicar o funcionamento do sistema de transmissão de energia HVAC para parques eólicos *offshore*;
- Verificar quais as limitações físicas e económicas do sistema de transmissão de energia HVAC, para parques eólicos *offshore*;
- Comparar o sistema de transmissão de energia HVAC com o HVDC, aplicados a parques eólicos *offshore*.

1.4. Estado da Arte

Devido ao aumento do consumo de energia mundial e à necessidade de cumprir as metas de energias renováveis, foram desenvolvidas novas formas de produção de energia, nomeadamente a energia eólica *offshore*. Esta nova forma de produção de energia apresenta um elevado potencial eólico devido às excelentes condições do vento nas zonas costeiras. Embora os parques eólicos *offshore* apresentem maiores custos de transporte, instalação e manutenção, mostram um elevado potencial de produção de energia, o que representa um aumento acentuado na aposta neste tipo de instalação.

Atualmente, a exploração deste tipo de parque eólico tem-se realizado junto à linha costeira, onde a profundidade da água é baixa e onde é possível fixar os aerogeradores no fundo do mar.

Com a massificação da utilização deste tipo de produção de energia, novos horizontes foram criados, tais como: a exploração de parques eólicos a mais longas distâncias (onde existem melhores condições de vento e onde não é possível fixar as estruturas no fundo do mar) e a produção de maiores quantidades de energia.

Numa perspetiva de explorar esses novos horizontes, foram realizados na última década, vários estudos que vieram mostrar quais as vantagens e limitações dos sistemas de transmissão de energia utilizados nos parques eólicos *offshore*. Esses estudos incidem essencialmente sobre a parte técnica e económica dos sistemas de transmissão de energia.

Em 2003, Brakelmann referiu na *Power Tech Conference* [12] que, para além dos custos de investimento dos sistemas de transmissão, também os custos das perdas de transmissão apresentam um importante papel económico nos sistemas de transmissão utilizados em grandes parques eólicos *offshore*. Segundo este autor, apesar dos sistemas HVDC apresentarem menores perdas de transmissão nos cabos do que os sistemas HVAC, as perdas totais do sistema HVDC serão mais elevadas do que as perdas totais do sistema HVAC, dependendo da distância a que é colocado o parque eólico *offshore*. Barberis Negra *et al* [13], em 2004, realizou um estudo em que comparou as perdas dos sistemas de transmissão de energia, quando aplicados a parques eólicos *offshore*. Porém, concluiu que, em geral, o sistema HVAC apresenta menores perdas para distâncias até 70 km da costa, distância a partir da qual o sistema HVDC-LCC (*High Voltage Direct Current using Line Commutated Converters*) é a solução que apresenta menores perdas, sendo portanto a solução preferencial relativamente ao sistema HVDC-VSC (*High Voltage Direct Current Voltage Source Converters*) e ao sistema HVAC.

Em 2009, Van Eeckhout *et al* apresentou um artigo na *European Transactions on Electrical Power* [14] que efetua a comparação económica dos sistemas de transmissão HVDC-VSC e HVAC para um parque eólico *offshore* de 300 MW. Neste artigo, o autor propõe a utilização do sistema HVDC-VSC como alternativa ao sistema HVAC para a transmissão de energia. Referiu também que o sistema HVDC-VSC apresenta vantagens técnicas em comparação com o sistema HVAC, para instalações submarinas. Numa perspetiva de rentabilizar essas vantagens, efetuou a comparação económica entre os sistemas de transmissão de energia. A análise dos seus resultados mostra que o preço da energia elétrica é favorável ao sistema HVDC-VSC, resultando em menores distâncias críticas do cabo.

Reed *et al* publicou um artigo na *EnergyTech 2013* [15] onde apresentou sucintamente as vantagens e desvantagens dos sistemas de transmissão de energia, para aplicações eólicas *offshore*. Apresentou ainda um modelo que estima as perdas de sistema e o seu impacto económico. Os resultados obtidos pelo modelo demonstram que o sistema que apresenta menores custos de transmissão de energia é o sistema HVDC-LCC. No entanto, este modelo não tem em conta os custos de instalação. A plataforma *offshore* do sistema HVDC-LCC é muito maior que a do sistema HVDC-VSC, o que quer dizer que o custo de instalação da plataforma HVDC-LCC será significativamente superior ao da plataforma HVDC-VSC. Além disso, ao integrar grandes quantidades de energia eólica na rede terrestre, problemas de estabilidade são levantados, sendo eles resolvidos adicionando componentes de estabilização do sistema em terra, aumentando assim os seus custos. O controlo de potência ativa e reativa é independente no sistema HVDC-VSC, o que contribuiu para uma melhor estabilidade do sistema, exigindo portanto, menos retificações do sistema em terra, ao contrário do sistema HVDC-LCC. Finalmente, pode-se concluir que, com todos estes extras, o sistema HVDC-LCC se torna mais dispendioso que o sistema HVDC-VSC, o que explica a tendência dos sistemas HVDC-VSC para realizar a transmissão de energia dos parques eólicos *offshore*.

1.5. Contribuições originais

Como contribuições originais, para esta dissertação, procedeu-se ao desenvolvimento de um estudo detalhado das limitações físicas do cabo submarino utilizado no sistema de transmissão em HVAC, quando aplicado a parques eólicos *offshore*. Foi também realizado o levantamento dos custos de investimento, relacionados com os sistemas de transmissão em HVAC e em HVDC-VSC e efetuada uma comparação económica entre estes dois sistemas de transmissão de energia, no sentido de perceber qual a fronteira de aplicabilidade destes sistemas de transmissão de energia. Procedeu-se também, de uma forma sistemática, a um estudo das limitações físicas e económicas dos diferentes tipos de transmissão de energia, estando ciente que o sistema de transmissão HVAC ainda consegue ser viável para distâncias significativas. Para longas distâncias e grandes potências instaladas, a escolha é inquestionável e recai sobre o sistema de transmissão HVDC-VSC.

Do presente trabalho resultou um artigo científico que se encontra ainda sujeito a aprovação.[16].

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Capítulo 2 – Sistemas de transmissão de energia para parques eólicos offshore

Neste capítulo serão apresentadas as principais características referentes à tecnologia de transmissão de energia HVAC e HVDC instaladas nos parques eólicos offshore, sendo estas: Sistema de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada (HVAC), Sistema de Transmissão em Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores com Comutação natural de linha (*High Voltage Direct Current using Line Commutated Converters* – HVDC-LCC) e Sistema de Transmissão em Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores de comutação forçada – Conversores Fonte de tensão (*High Voltage Direct Current Voltage Source Converters* – HVDC-VSC).

Por fim serão apresentadas as vantagens e desvantagens referentes a estas tecnologias de transmissão de energia.

2.1. HVAC - High Voltage Alternating Current

A corrente alternada HVAC, é a forma mais imediata de se transmitir uma corrente elétrica por longas distâncias.

Ao longo dos últimos anos têm sido desenvolvidos vários parques eólicos offshore na Europa e no mundo. Na grande maioria desses parques, têm sido utilizados os sistemas de transmissão HVAC, por serem sistemas de transmissão de energia muito eficientes para longas distâncias. Estes parques eólicos são capazes de transmitir uma vasta gama de potências, desde 1.32 MW (Setana, Japão) até 630MW (London Array Phase 1, Reino Unido), assim como várias distâncias da costa, desde 0.04 km (Kamisu, Japão) até 56 km (Alpha Ventus, Alemanha) [17].

No dimensionamento do sistema de transmissão HVAC é necessário ter em conta as limitações físicas ao nível do cabo. Os cabos apresentam capacidades de transmissão limitadas, o que implica que se um parque produzir uma potência nominal mais elevada que um determinado cabo possa transmitir, este cabo será insuficiente para transmitir toda a energia produzida. Por esta razão, terão de ser tidos em conta variados aspetos na escolha dos cabos submarinos utilizados no sistema de transmissão HVAC, como se irá abordar de seguida.

❖ Características dos cabos HVAC

Para a transmissão HVAC pode optar-se pela utilização de diferentes cabos submarinos, sendo por isso importante ter em conta o tipo de cabo, o tipo de isolamento, o condutor e a arquitetura do cabo.

— Tipos de cabos:

- Três cabos, cada um com um condutor;
- Um cabo com três condutores.

O sistema com três cabos com um condutor apresenta um cabo por fase, enquanto o cabo com três condutores combina as três fases num só cabo.

Existem vantagem e desvantagens na utilização destas duas tecnologias de cabos:

- A construção do cabo com três condutores é mais complexa do que a do cabo com um condutor, o que faz com que o seu custo seja superior. Contudo, para transmitir a mesma quantidade de energia, para cada cabo com três condutores, são necessários três cabos de um condutor, o que no final implicará um aumento de custos;
- A corrente máxima transmitida pelos três cabos com um condutor é superior à do cabo com três condutores, para a mesma quantidade de cobre;
- Os cabos com um condutor têm de ser dispostos a uma certa distância para manter o sistema simétrico. Em ligações trifásicas é necessário fazer a transposição, mudando a posição relativa dos cabos, para manter o sistema em equilíbrio. Porém, os custos de transposição são elevados, em especial se estivermos a falar da transposição no fundo do mar, o que, mais uma vez, irá encarecer os custos de instalação do cabo. Para instalações com cabos submarinos de longas distâncias é menos dispendioso a utilização de cabos com três condutores, onde não são necessárias transposições. Esta tecnologia é a mais comum na ligação dos parques eólicos *offshore*.

Na figura 2.1 está disposto um exemplo de cada tipo de cabo.



Figura 2.1: Exemplo de um cabo submarino com revestimento XLPE com um condutor (à esquerda) e três condutores (à direita) [18].

— Tipos de isolamentos:

O tipo de isolamento do cabo também deve ser tido em consideração. Existem duas soluções possíveis:

- Polietileno reticulado (XLPE);
- Papel/óleo impregnado.

O cabo com isolamento XLPE apresenta baixas perdas dielétricas e melhor desempenho a altas temperaturas. Pode ser utilizado para aplicações submarinas e são mais ecológicos, por não possuir óleo na sua composição. Já os cabos com isolamento de papel/óleo impregnado são pesados, mais caros, necessitam de pressão hidráulica para o fluido de isolamento, são difíceis de reparar e degradam com a humidade.

A figura 2.2 apresenta exemplos dos dois tipos de isolamento.

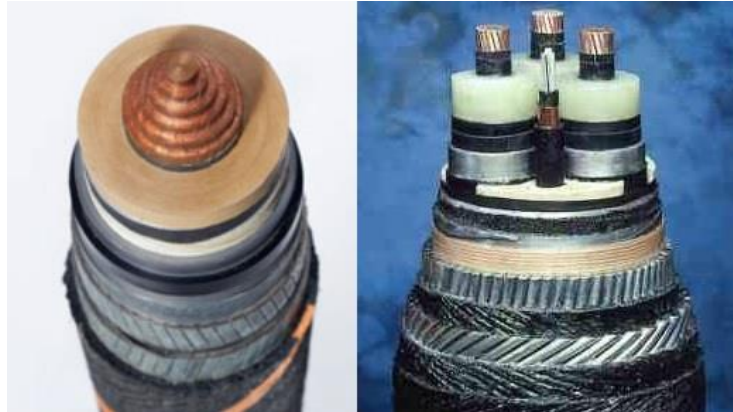


Figura 2.2: Exemplo de um cabo submarino com revestimento em papel impregnado (à esquerda) e com revestimento XLPE (à direita) [19].

— Material do condutor:

O material do condutor pode ser de dois tipos:

- Cobre;
- Alumínio.

O cobre apresenta uma elevada condutividade e menores perdas, permitindo reduzir o número de cabos necessários no transporte de energia elétrica. O condutor de alumínio é mais barato mas como serão necessários mais condutores para transmitir a mesma energia elétrica, o sistema tornar-se-á mais caro.

— Arquitetura do cabo:

A construção varia de acordo com as condições do fabricante bem como o mar onde será instalado, usando mais ou menos armaduras de acordo com a força das corrente e das ondas.



1. Condutor - geralmente em cobre;
2. Ecrã interno do semicondutor;
3. Isolamento em XLPE ou EPR;
4. Ecrã exterior do semicondutor;
5. Armadura semicondutora;
6. Revestimento laminado – fita de alumínio;
7. Fibra ótica – usada nas telecomunicações;
8. Enchimento em Polipropileno;
9. Fita unificadora;
10. Bainha de fitas de polipropileno;
11. Blindagem marítima – cabos de aço galvanizado;
12. Bainha exterior – composto betuminoso, fita de polipropileno.

Figura 2.3: Arquitetura de um cabo HVAC com três condutores [20].

Para além das características físicas do cabo, é também importante ter em consideração os dados técnicos do cabo. Desta forma, a potência máxima transportada no sistema HVAC depende da corrente e da tensão nominais do cabo utilizado. Os cabos utilizados podem ter níveis de tensão de 400kV, para cabos com um condutor, ou tensões de 275kV, para cabos com três condutores [21]. A escolha da tensão de transmissão utilizada será uma relação entre as perdas e os custos do cabo, bem como o tipo de aplicação a ser implementada. A opção por tensões mais elevadas leva a correntes mais baixas no cabo, para a mesma potência transmitida, e isto, leva a menores perdas.

A corrente reativa de carga, produzida pelo cabo, depende do nível de tensão usado e aumenta com o módulo da tensão. Altas correntes de carga aumentam as perdas ao nível do cabo.

O nível de isolamento torna-se maior para níveis mais altos de tensão, tornando assim o cabo mais caro. O transformador no parque eólico é também maior e mais dispendioso para altas tensões.

Deve-se considerar que se a tensão de rede na parte *onshore* tiver um valor razoável para a transmissão submarina, esta tensão *onshore* pode ser decisiva na escolha do nível de tensão do cabo. Se a tensão de transmissão for a mesma que a tensão da rede de distribuição, é possível subtrair o transformador na parte *onshore*. Os fabricantes de cabos apresentam várias opções para aplicações submarinas, com vários níveis de tensão e secção. A escolha estandardizada para aplicações submarinas a nível europeu é 150kV [21]. Seguidamente, deve-se seleccionar a secção do condutor do cabo de acordo com a corrente nominal. Para saber qual a secção a usar é necessário fazer o cálculo da potência ativa máxima que passa pelo cabo:

$$I_{activa} = \frac{P_n}{\sqrt{3}U} \cdot \cos \varphi \quad (2.1)$$

I_{activa} é a corrente ativa que passa no cabo, P_n é a potência nominal a ser transportada pelo cabo e U é a tensão escolhida para fazer a transmissão de energia. Na equação anterior, se o valor da corrente ativa for mais elevado que o valor de corrente que o cabo permite, é necessário escolher um cabo que permita correntes superiores à corrente ativa calculada em (número), ou seja, com uma maior secção. Se no catálogo do fabricante não existir um cabo que permita transmitir a corrente necessária, ter-se-á de usar pelo menos mais um cabo em paralelo para que se possa fazer a transmissão de toda a energia produzida no parque eólico.

Na transmissão HVAC os cabos representam uma relação constante entre a carga e o potencial elétrico em paralelo na rede. Esta relação designada por capacitância, cria uma corrente reativa na carga e manifesta-se entre a fase e a terra. Por este motivo é usada a tensão simples e não a tensão composta no cálculo da corrente de carga.

$$I_C = 2 \cdot \omega \cdot \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot C_{cabo} \quad (2.2)$$

I_C é a corrente na carga, f é a frequência do sistema, U é tensão composta e C_{cabo} é a capacitância do cabo escolhido.

Para efeitos do estudo, usar-se-á a tensão estandardizada (150kV) e uma tensão mais elevada de 220kV para o cálculo de correntes de carga. Aplicando as tensões de 150kV e 220kV à equação (2.2), usando uma secção do condutor do cabo de 1000 mm² e retirando valores de capacitância da empresa fabricante de cabos ABB's [22], obtêm-se as correntes de carga 6,26 (Ar/km) e 7,58 (Ar/km), respetivamente.

Os principais fatores responsáveis pela produção de potência reativa são: o cabo HVAC e os condensadores em paralelo. Com o aumento da potência reativa, o fator de potência de um sistema de transmissão HVAC diminui. Por este motivo e para manter o fator de potência num determinado intervalo, é necessário aplicar a compensação da potência reativa.

Em sistemas de parque eólicos *offshore* o valor do fator de potência não deve ser inferior a 0,85 indutivo, isto porque a variação da tensão será mais acentuada nesta situação do que para valores de fator de potência unitários, levando a uma queda de tensão mais elevada [23].

Para longas distâncias de cabo, a corrente de carga torna-se considerável e reduz a corrente nominal que resta para transportar a potência ativa. A produção de grandes quantidades de potência reativa é o principal fator limitativo dos sistemas de transmissão HVAC para longas distâncias. Na figura 2.4 é feita a comparação da capacidade de transmissão para cabos com diferentes níveis de tensão (150kV e 220kV) e diferentes tipos de compensação num ou nos dois barramentos. As limitações que o cabo apresenta numa transmissão HVAC são [12]:

- O limite térmico não deve ser ultrapassado (não ultrapassar a corrente nominal);
- A variação da tensão entre a emissão e a receção deve ser inferior a 10%;
- A variação da fase não deve exceder os 30°.

Para estes cabos, o fator limitativo mais relevante, é o da corrente nominal não ser ultrapassada. Se esta situação acontecer, não existe mais fluxo de potência ativa e deixa de haver capacidade de transmissão. Este fator limitativo afeta a distância a que se pode fazer a transmissão HVAC. A figura 2.4 apresenta as limitações do cabo ao nível da capacidade de transmissão para os níveis de tensão escolhidos.

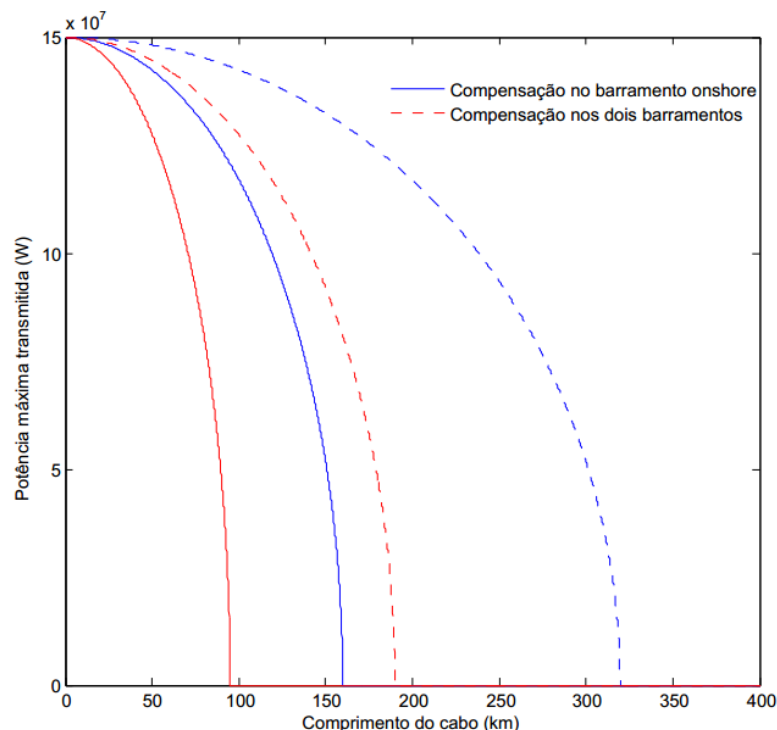


Figura 2.4: Limite da capacidade de transmissão para um cabo trifásico a 150 kV (azul) e a 220 kV (vermelho), com e sem compensação.

A potência reativa produzida pelo cabo contribui para que ocorra a magnetização do cabo e consequentemente exista fluxo de transmissão de energia. Se num parque eólico *offshore* existir apenas

produção de potência ativa, não existe transmissão de energia. Desta forma, pretende-se que na transmissão de energia HVAC, a potência ativa esteja muito perto da unidade. No entanto, deverá sempre existir uma pequena percentagem de potência reativa para que ocorra fluxo de energia.

A potência reativa transmitida pelo cabo HVAC não é controlável, sendo por isso necessário a aplicação de equipamentos de compensação para a obtenção de fatores de potência aceitáveis na parte *onshore* do cabo.

Para o cálculo das características do cabo existem parâmetros que desempenham um papel fundamental: a capacitância, a resistência e a indutância.

A capacitância, também designada por capacidade electrostática, pode ser considerada como a relação constante que existe entre a carga e o potencial eléctrico, como já foi referido anteriormente. Para cabos monopolares com bainhas individuais, a capacitância por fase calcula-se através da seguinte expressão[23]:

$$C = \frac{2\pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot l}{\ln\left(\frac{R}{r}\right)} \quad (2.3)$$

Onde ϵ_r é igual a 2,3 - 3,5 e define a constante dieléctrica relativa de um material isolante, r é o raio do condutor, R é o raio da bainha e l o comprimento do cabo.

A capacitância dos cabos submarinos é consideravelmente superior à das linhas aéreas devido à maior proximidade dos condutores, entre eles e em relação à bainha.

A resistência do cabo é o parâmetro que condiciona as perdas (por efeito de Joule). Em corrente contínua (DC), a resistência R (Ω/m) é dada por:

$$R = \frac{\rho}{S} \quad (2.4)$$

Onde ρ é a resistividade do material ($\Omega.m$) e S é a secção do condutor do cabo (m^2).

A corrente alternada (AC) não se distribuiu de forma uniforme pelo condutor isto porque sofre de um fenómeno conhecido por *efeito pelicular*. A resistência em AC é por este motivo superior à resistência em corrente contínua (DC), devido à redução efetiva da secção do condutor [23].

A temperatura do cabo afeta a resistividade do material, uma vez que está estandardizada para o valor de 20°C. Para valores de temperatura diferentes aplica-se a seguinte expressão [23]:

$$R_2 = R_1(1 + \alpha(T_2 - T_1)) \quad (2.5)$$

R_1 e R_2 são as resistências (Ω/m) para as temperaturas T_1 e T_2 , respetivamente, e α é o coeficiente de temperatura. Na tabela seguinte encontram-se os valores do coeficiente de temperatura, para vários materiais condutores, bem como os valores de resistividade a 20°C.

Tabela 2.1: Resistividade e coeficiente de temperatura para vários materiais condutores.

Material	Resistividade ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	Coeficiente de Temperatura
Aço	12-88	1×10^{-3} - 5×10^{-3}
Alumínio	2,83	$3,90 \times 10^{-3}$
Bronze	13-18	$0,5 \times 10^{-3}$
Cobre	1,77	$3,80 \times 10^{-3}$
Prata	1,59	5×10^{-3}

O cálculo da resistência, aplicando a expressão (2.4), apresenta algumas limitações, como [23]:

- A não utilização de condutores maciços, mas sim de condutores entrelaçados altera o comprimento de cada condutor, sendo este ligeiramente superior ao do cabo onde está inserido.
- O fenómeno da não uniformidade de distribuição da corrente alternada na secção do condutor, mais conhecido por efeito pelicular. Este fenómeno resulta da distribuição não uniforme do fluxo magnético no interior do condutor. Devido à redução efetiva da secção do condutor, a resistência em corrente alternada, será superior à resistência em corrente contínua;
- O efeito de proximidade que contribui ainda mais para a não uniformização da distribuição do fluxo magnético no condutor, e deve-se à indução mútua entre os condutores. Este efeito é desprezável a frequências 50 ou 60Hz.

Para se obter valores de resistência mais precisos, é recorrente a utilização dos valores fornecidos pelos próprios fabricantes.

A indutância (L) de um circuito é a relação entre o fluxo magnético ligado e a corrente que percorre o circuito, sendo que esta pode ser calculada da seguinte forma [24]:

$$L = 0,05 + 0,2 \cdot \ln \frac{K \cdot s}{r_c} \text{ (mH/km)} \quad (2.6)$$

Em que s é a distância entre os eixos do condutor (mm), $K = 1$ se o condutor for entrançado, $K = 1,26$ se o condutor estiver em esteira e r_c o raio do condutor (mm). A figura 2.5 apresenta os tipos de formação dos condutores do cabo [24].

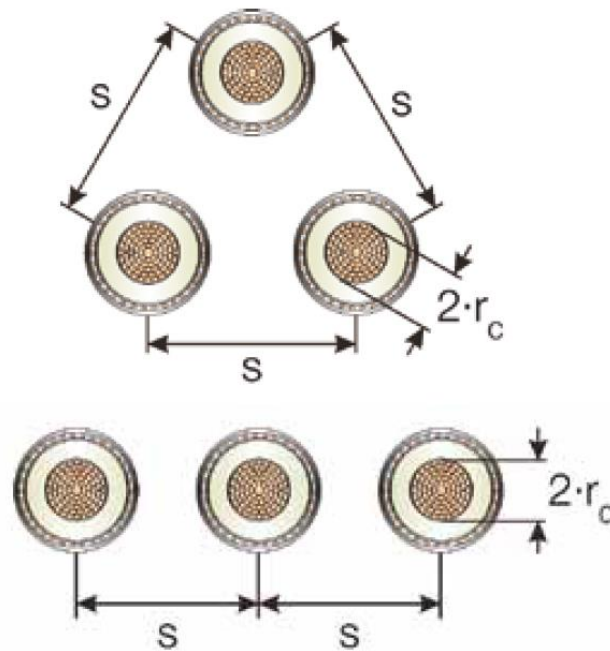


Figura 2.5: Tipo de formação dos condutores cabo [18].

Existe ainda outro parâmetro do cabo, a condutância transversal G , no entanto, esta não apresenta uma fórmula viável em termos práticos. A condutância deve-se à corrente de fuga entre os condutores e a terra, que flui essencialmente pela superfície das cadeias de isoladores. Esta depende das condições atmosféricas, em particular da humidade, da poluição e da sujidade.

Em condições normais de operação, a condutância transversal dos cabos pode ser desprezada, devido ao seu valor residual e à deficiente caracterização da física do fenómeno[23]

❖ Transformadores e subestações de transformação

Para que o transporte de energia elétrica seja feito dos parques eólicos *offshore* para a costa são necessárias duas subestações, uma localizada junto à costa e outra localizada *offshore* junto ao parque eólico.

— Subestação *Offshore*

As subestações *offshore* estão situadas aproximadamente a 25 metros acima do nível do mar, apresentam geralmente uma área de 800m² e estão divididas em duas áreas:

Zona de transformação:

O nível de tensão dos parques eólicos *offshore* está situado entre os 30 e os 36kV. Como os parques eólicos *offshore* estão colocados a uma distância considerável da costa, o transporte de energia terá de ser realizado a um nível muito alto de tensão, tipicamente entre os 100 e os 220kV. Para se conseguir

atingir estes valores de tensão, terão de ser instalados transformadores de potência de média tensão/alta tensão (MT/AT). Estes transformadores possuem comutadores em carga no lado da AT, permitindo uma correção automática do valor da tensão em função das variações dos níveis de tensão, devido às variações de carga [25].

Esta zona possui um gerador *diesel* para abastecer a subestação em caso de uma perda pontual. A figura seguinte apresenta uma subestação *offshore*:



Figura 2.6: Parques eólico *offshore*[26].

Comando e supervisão:

Nesta zona estão situados os quadros blindados de MT, o transformador de média tensão/ baixa tensão (MT/BT) dos serviços auxiliares, a contagem e a supervisão de todo o parque.

— Subestação *Onshore*

Uma vez realizada a transmissão de energia do parque eólico do mar para terra em AT, é realizada uma última transformação para o nível de 220 kV. Esta transformação é realizada nesta subestação e, posteriormente, a energia é ligada às linhas das companhias de transporte e distribuição de energia[27].

2.2. HVDC - High Voltage Direct Current

Nos dias de hoje, os parques eólicos *offshore* começam a ter uma grande cota na energia total gerada na rede. Para que estes parques se tornem uma fonte de produção de energia fiável, é necessário que esta tecnologia seja cada vez mais robusta e que esteja em funcionamento o máximo de tempo possível, suportando todo o tipo de adversidades (tanto fenómenos elétricos, como físicos).

Com o objetivo de tornar os parques eólicos *offshore* em sistemas de geração de energia mais fiáveis, varias tecnologias têm sido estudadas. Uma delas é o sistema de transmissão em alta tensão com corrente contínua (HVDC). A primeira instalação desta tecnologia data de 1954 e pretendia fazer a ligação entre

a ilha de Gotland e a Suécia continental. Desde esse dia, tem havido evoluções tecnológicas ao nível de instrumentação e gestão da energia.

Em comparação com o sistema de transmissão HVAC, o sistema de transmissão HVDC necessita de tecnologia mais evoluída. No sistema de transmissão HVDC, a potência AC produzida nos parques eólicos *offshore* precisa de ser convertida em potência DC, depois de ser transformada de baixa tensão em alta tensão. Esta potência é transmitida para a costa, por meio de um cabo submarino DC e, posteriormente, convertida novamente para potência AC, sendo finalmente injetada na rede de distribuição.

O sistema de transmissão HVDC não apresenta limitações ao nível do comprimento do cabo, transmitindo mais potência elétrica para longas distâncias, relativamente a um sistema similar em HVAC. Com o sistema HVDC é possível fazer poupanças a nível económico, bem como utilizar menos extensão de terra, pois serão necessários menos cabos na transmissão. Apresenta menores perdas elétricas para longas distâncias, tornando esta tecnologia muito estável e de fácil controlabilidade. Permite ainda fazer interligações entre sistemas de corrente contínua, por serem ligações assíncronas, de onde não resultarão problemas de estabilidade. As frequências desses sistemas poderão apresentar valores diferentes [23][28].

Os sistemas HVDC podem ser ligações de dois tipos:

– Monopolares

Na ligação monopolar o sistema apresenta um condutor de alta tensão, geralmente com polaridade negativa, sendo o seu retorno realizado pela terra, por água, ou por um caminho de retorno metálico [29]. O retorno metálico é usado quando a resistividade da terra apresenta um valor muito elevado ou se a interferência eletromagnética criada pela existência de estruturas metálicas na vizinhança dos eletrodos de terra, for superior aos limites aceitáveis [23]. Os valores típicos de retorno metálico são de 24kV por meio de um cabo XLPE. A figura 2.7 representa um exemplo do sistema HVDC com ligação monopolar, com e sem retorno metálico.

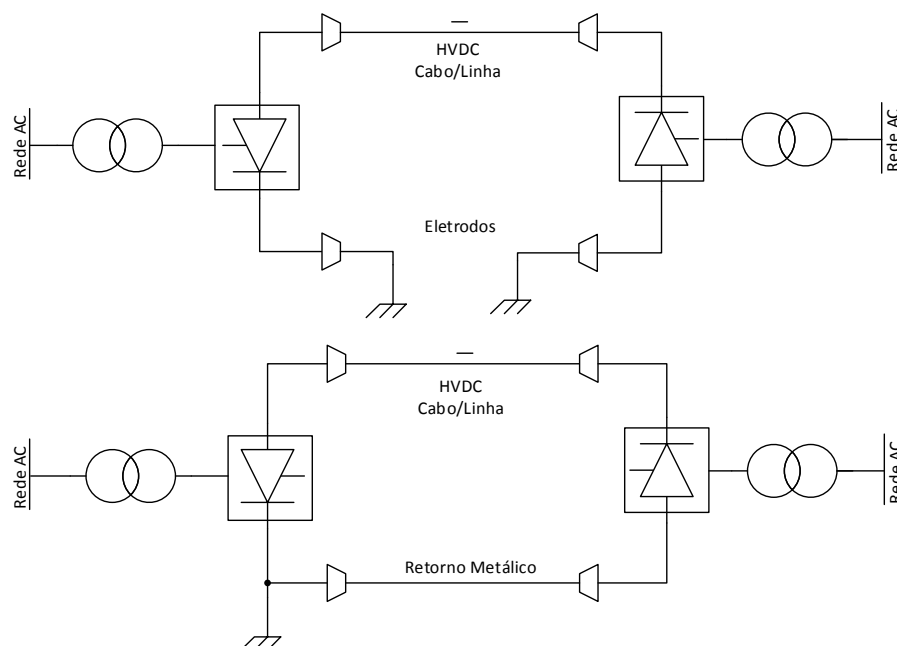


Figura 2.7: Representação de um exemplo de sistema HVDC com ligação monopolar, com e sem retorno metálico.

– Bipolares

Recentemente foram desenvolvidos cabos com caminho de retorno integrados, reduzindo assim os custos com cabos. A este sistema deu-se o nome de ligação bipolar, sendo ele constituído por dois condutores de alta tensão DC, com polaridades positiva e negativa, respetivamente, e cada um carrega metade da potência a ser transmitida[23]. A figura 2.8 representa dois exemplos deste sistema.

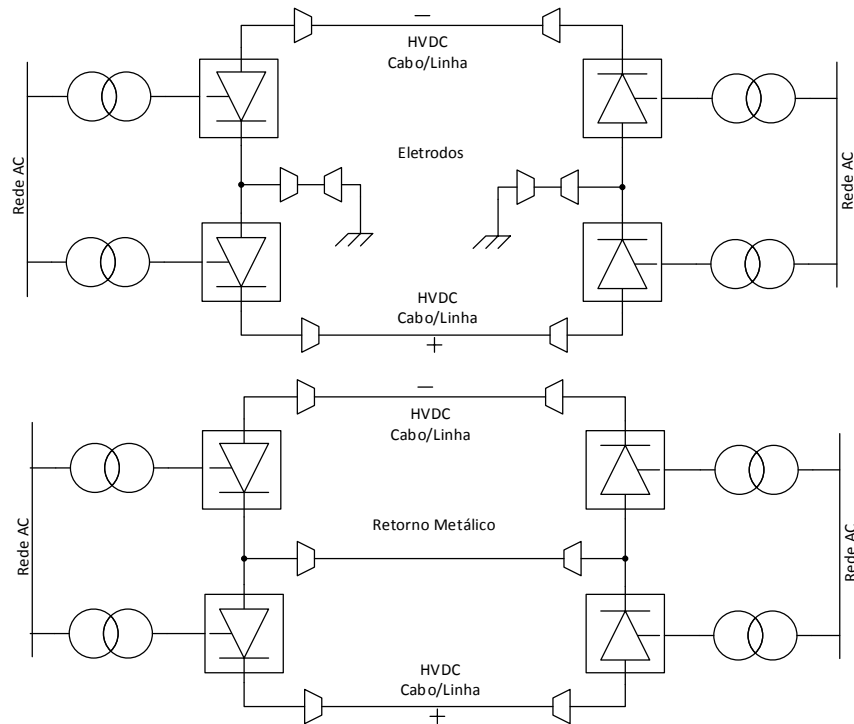


Figura 2.8: Representação de um sistema HVDC com ligação bipolar, com e sem retorno metálico.

Observando a figura anterior, é possível verificar que cada terminal de conversão AC / DC é composto por dois conversores com tensões idênticas, ligados em série do lado da corrente contínua e em paralelo do lado da corrente alternada. Os pontos neutros, definidos pela junção dos conversores, encontram-se ligados à terra dos dois lados. Em utilização normal, a corrente presente em cada polo tem o mesmo valor e a corrente que flui pela terra é nula. Se um polo não estiver operacional, é possível fazer uma comutação e o sistema passará a funcionar como um sistema monopolar, sendo o seu retorno efetuado pela terra e transportando metade da potência. Assim sendo, se existir alguma falha num polo, o sistema ainda será capaz de transmitir potência, tornando-o um sistema mais robusto.

O sistema HVDC está dividido em dois tipos de tecnologias:

- Sistema de Transmissão em Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores com Comutação natural de linha (High Voltage DC using Line Commutated Converters – HVDC LCC);
- Sistema de Transmissão em Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores de comutação forçada – Conversores Fonte de tensão (High Voltage DC Voltage Source Converters – HVDC VSC).

Seguidamente, serão apresentadas as principais características, materiais utilizados e modos de operação de cada um destes tipos de tecnologia.

2.2.1. Sistema de Transmissão em Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores com Comutação natural de linha (HVDC LCC)

O sistema de transmissão HVDC LCC, também é conhecido por sistema de transmissão HVDC Clássico por ter sido o primeiro sistema a ser implementado. A sua utilização tem por base a válvula tiristor que é usada para retificar e inverter a tensão do sistema e, visa o transporte de grandes quantidades de energia para grandes distâncias terrestres ou submarinas. O tiristor funciona com um ângulo de disparo, que cria no sistema um fator de potência atrasado e gera potência reativa no conversor. Um conversor LCC pode gerar até 50% de potência reativa, a partir da potência ativa transmitida. Esta potência reativa, gerada no conversor LCC, pode ser compensada, pela utilização de equipamentos como STATCOM, o SVC ou através de filtros. Com a utilização deste tipo de equipamentos de compensação, o tamanho da subestação irá aumentar, bem como os custos da mesma. No transporte da energia é possível utilizar linhas aéreas, cabos submarinos ou uma combinação de ambas as técnicas. Este sistema possibilita ainda a interligação de redes de energia separadas, por não ser afetado pela frequência do sistema. A transmissão HVDC Clássica possibilita o transporte de potências de 100 a 10000MW, sendo somente economicamente viável quando existe transmissão em grandes quantidades de energia para grandes distâncias, por necessitar de equipamento auxiliar muito dispendioso [28]. Existem alguns exemplos da utilização desta tecnologia: a Barragem de Cahora Bassa em Moçambique (mais de 2000MW), a Barragem de Itaipu no Brasil (14000MW), a Barragem das três Gargantas na China (22500MW), entre outros. A figura 2.9 representa um esquema de um sistema de transmissão baseado na tecnologia HVDC Clássica, apresentando a configurações e materiais utilizados.

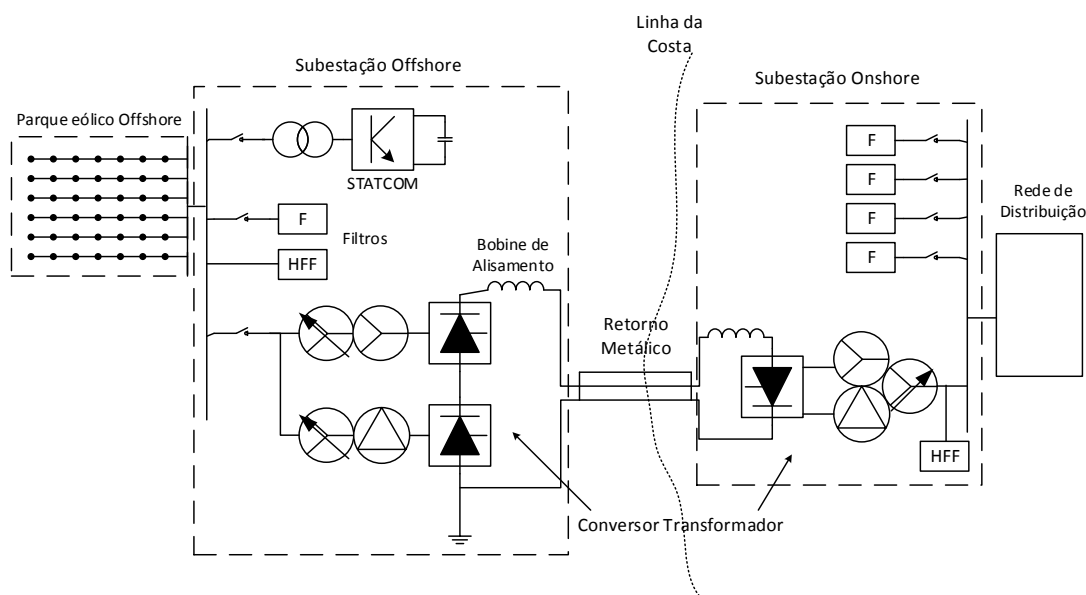


Figura 2.9: Representação de um esquema de um sistema de transmissão baseado na tecnologia HVDC Clássica.

❖ Equipamentos utilizados num sistema de transmissão HVDC-LCC

De acordo com a configuração do sistema HVDC-LCC, apresentado na figura 2.9, são enumerados os equipamentos utilizados, bem como as suas principais características e funcionamento no sistema.

– Filtros

Os filtros são usados para absorver parcial ou totalmente as harmónicas geradas na corrente e tensão, originadas pelo conversor DC.

Existem dois tipos de filtros, nomeadamente os AC e DC:

- Os filtros AC absorvem as harmónicas de corrente, criadas no conversor DC. Estes filtros, em conjunto com o banco de condensadores, podem ser usados para fornecer ou absorver potência reativa, de forma a controlar a tensão do circuito.
- Os filtros DC são utilizados para evitar que as harmónicas de tensão do lado DC causem uma corrente AC imposta na corrente DC, na linha de transmissão.

– Conversor Transformador

Em HVDC-LCC, o sistema necessita de dois conversores transformadores, um do lado *offshore* e outro do lado *onshore*. O conversor transformador do lado *offshore* está disposto em estrela/triângulo e estrela/estrela; o conversor transformador do lado *onshore* está disposto em estrela/estrela e triângulo/estrela. Com estas disposições, são eliminadas harmónicas, reduzindo assim o tamanho dos filtros. Este componente providencia ainda isolamento galvânico entre o gerador e as válvulas.

– Válvulas (Tirístores)

As válvulas (tirístores) são os componentes mais importantes da subestação porque são as responsáveis pela conversão da corrente alternada em corrente contínua e vice-versa.

A tecnologia disponível permite aos tirístores bloquear tensões nominais inversas na gama dos 5-7 kV, e correntes nominais na ordem dos 2,5-3 kA. Com estas características, será possível converter até 1200 MW, para aplicações terrestres e até 600 MW para aplicações submarinas. A utilização do tiristor só é possível mediante a produção de potência reativa, por essa razão, será necessário o uso de filtros e bancos de condensadores, não dispensando a utilização do STATCOM.

– Bobinas de alisamento

As bobinas de alisamento possuem indutâncias elevadas (na ordem de 1,0 H) e estão ligadas em série em cada pólo. Existem dois tipos de bobinas de alisamento: as com isolamento a ar e as com isolamento a óleo. A escolha do tipo de isolamento está relacionada com o valor da indutância, a localização e os custos do mesmo.

As principais funções da bobina de alisamento são:

- Reduzir o conteúdo harmónico da tensão e intensidade da corrente contínua;
- Prevenir falhas de comutação dos inversores;
- Evitar o funcionamento lacunar dos conversores em situações de carga parcial;
- Controlar a taxa de crescimento da corrente contínua no caso de ocorrência de um curto-circuito na linha.

– Fontes de Potência reativa (STATCOM, Banco de condensadores)

Os bancos de condensadores e o STATCOM são utilizados para fornecer potência reativa à estação de conversão *offshore*, nos períodos em que a produção de energia ao nível do parque eólico seja insuficiente para manter um nível de tensão estável, que garanta um correto funcionamento da estação de conversão *offshore*. O banco de condensadores é um grupo de condensadores conectados em paralelo com o transformador ou junto com os filtros. O STATCOM é baseado na tecnologia VSC e está ligado através de um transformador ao barramento cuja tensão se pretende regular, sendo também capaz de fornecer/absorver potência reativa.

– Grupo auxiliar de potência (Gerador Diesel)

É usado para fornecer a potência no arranque das válvulas no começo da transmissão. Também fornece potência ao sistema de refrigeração, controlo e proteção de dispositivos, quando o parque eólico está desconectado da rede de transmissão.

– Cabos DC

Em aplicações HVDC LCC é possível usar dois tipos de cabos submarinos:

- Cabos de massa impregnada (MI);
- Cabos com revestimento a óleo (OF).

Os cabos MI são os mais utilizados, estão no mercado há mais de 40 anos e são altamente confiáveis.

Nos dias de hoje são utilizados para transmissões até 800MW a 500kV para soluções monopolares e 1600MW para sistemas bipolares em corrente contínua.

Estes cabos podem ser colocados abaixo da linha de água até 1km e sob o nível do mar, pois o comprimento da transmissão é quase ilimitado. A capacidade de transmissão do sistema é apenas limitado pela temperatura do condutor, que não pode ultrapassar os 50°C.

Os cabos MI são constituídos por um condutor de segmentos de cobre colocado no centro do cabo, são envolvidos por papel impregnado de resina e óleo. As suas camadas interiores são de papel carregado com carbono e as suas camadas exteriores são feitas com entrelaçados de cobre. Os cabos têm ainda na sua composição bainhas, ecrãs de isolamento, armadoras e camadas de proteção anticorrosivas de polietileno extrudido, para proteger o condutor e o isolamento externo.

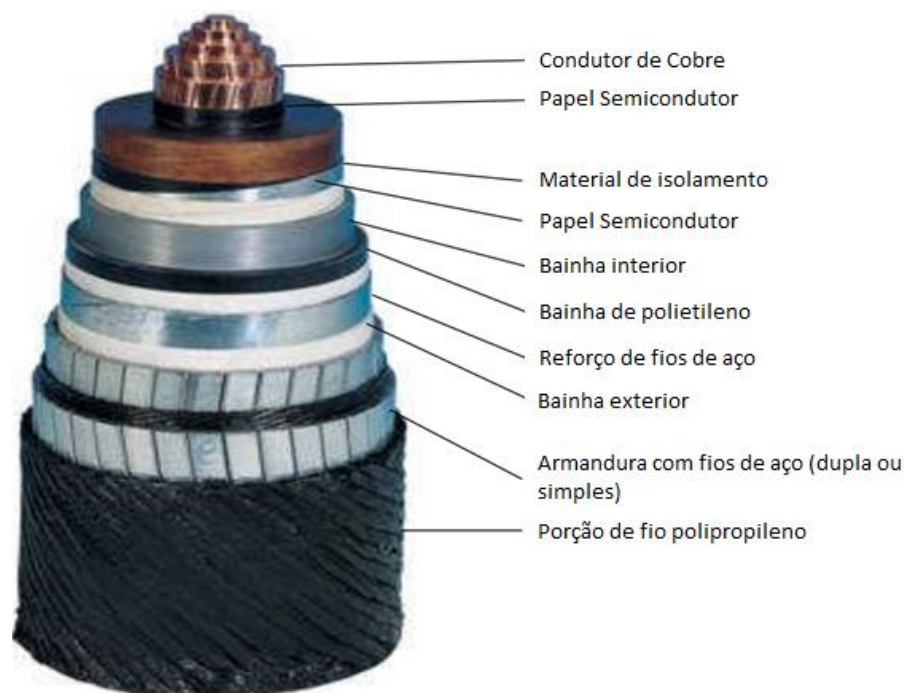


Figura 2.10: Cabo de massa impregnada [30].

Os cabos com revestimento a óleo são isolados por papel impregnado com óleo de baixa viscosidade, incorporam um canal longitudinal que permite que o óleo flua através dele. Estes cabos foram desenvolvidos mais tarde, relativamente aos cabos MI e são adequados tanto para transmissões AC como DC, sendo que, para transmissões DC, podem ser usados valores de tensão até 600kV a grandes profundidades do mar.

O problema deste tipo de cabo prende-se com o comprimento do mesmo. Pela necessidade de ter óleo a fluir através dele, o limite do comprimento do cabo não pode ultrapassar os 100km. Além disso, existem questões ambientais que têm de ter sido em conta, por existir risco de derrame de óleo nos mares.

Na figura seguinte está presente a constituição de o Cabo OF para aplicações HVDC LCC.



Figura 2.11: Cabos com revestimento a óleo[30].

2.2.2. Sistema de Transmissão em Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores da fonte de tensão (HVDC-VSC)

Com a descoberta do transistor bipolar de porta isolada (Insulated Gate Bipolar Transistor - IGBT), novas oportunidades foram abertas para a transmissão HVDC. Com esta descoberta, foi criada uma nova tecnologia de transmissão de energia em HVDC, denominada HVDC-VSC, que veio substituir os tiristores usados na tecnologia HVDC-LCC pelos IGBT's. Esta tecnologia é a mais recente, e só começou a ser comercializada há alguns anos. Apenas existem três fabricantes com aplicações para esta tecnologia, a ABB que lhe deu o nome de *HVDC Light*, a Siemens que optou pela designação de *HVDC Plus* e a Alstom que optou pela designação MaxSine. A escassez de fabricantes deve-se à elevada complexidade encontrada nesta tecnologia.

Esta tecnologia foi usada pela primeira vez na Suécia em 1997, pela ABB, que implementou um pequeno sistema de transmissão com 3 MW a 10 kV, para realizar testes a estes novos componentes da tecnologia HVDC-VSC. Entretanto, surgiram outros projetos com esta mesma tecnologia, destacando-se os projetos alemães: Bard Offshore 1 (400 MW a 155 kV), Borkum West 2 (400 MW a 320 kV) e o Global Tech 1 (400 MW a 300 kV).

Esta tecnologia apresenta características apropriadas para a conexão de grandes quantidades de potência *offshore* com a rede de distribuição, mesmo em pontos fracos na rede.

O HVDC-VSC não necessita de qualquer tipo de compensação adicional, pois este está inerente ao controlo do conversor. Do ponto de vista da operação, o sistema tem ganho alguma experiência e mostra ser uma excelente ferramenta para trazer a potência dos parques eólicos *offshore* para a rede de distribuição e, ao mesmo tempo, contribui para a estabilização da tensão AC.

Este sistema é capaz ainda de controlar a transmissão de potência ativa de forma exata. Deste modo, a energia contratada pode ser entregue quando solicitada, dependendo apenas da disponibilidade do vento [31].

Na figura seguinte está representado um exemplo de um sistema de transmissão em HVDC-VSC, assim como o equipamento nele existente.

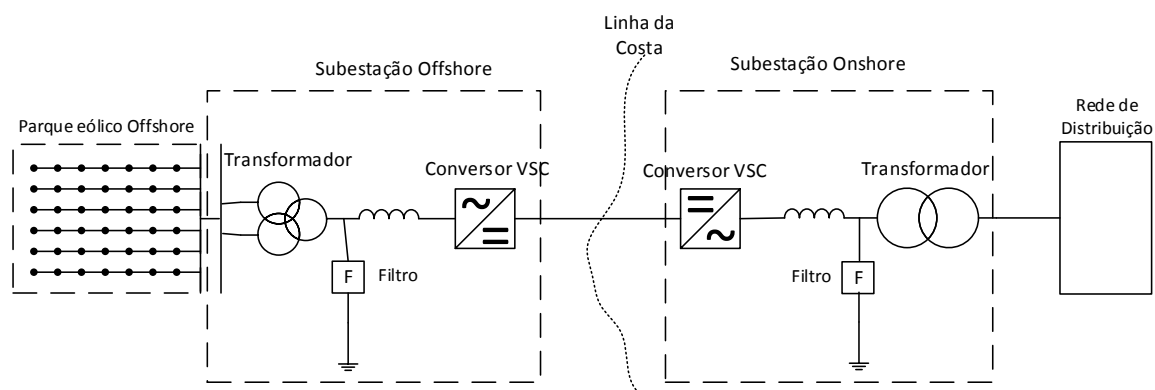


Figura 2.12: Exemplo de um sistema de transmissão em HVDC-VSC.

❖ Equipamentos utilizados num sistema de transmissão HVDC-VSC

De acordo com a configuração do sistema HVDC-VSC, apresentado na figura 2.12, são enumerados os equipamentos utilizados, bem como as suas principais características e funcionamento no sistema.

— Transformador

Está normalmente ligado ao conversor do lado AC e apresenta funções normais de transformador, tais como, alteração do nível de tensão, fornecer isolamento galvânico [28].

— Filtros AC

Pela utilização do PWM, a tensão que sai do conversor não é exatamente sinusoidal. Por este motivo, torna-se necessário a utilização de filtros AC, para tornar esta tensão numa onda completamente sinusoidal, reduzindo assim as harmónicas do sistema [28].

— Conversores VSC e IGBT's

Os transístores usados nos conversores VSC são os IGBT's. Os IGBT's são a combinação entre um MOSFET (metal-oxide-semiconductor field-effect transistor) e um TJB (transístor de junção bipolar). Com esta configuração apresenta as melhores qualidades de ambos, baixas perdas no estado-ligado no TJB e um curto tempo de comutação para os MOSFET.

Os IGBT's têm sido desenvolvidos de uma forma contínua desde os anos 80 e podem ser aplicados em veículos eléctricos, comboios, ar condicionados, etc. Atualmente, a ABB disponibiliza a quarta geração desta tecnologia, com uma topologia de dois níveis em cascata.

Para controlar o circuito é usada a modulação de largura de pulso otimizado (Optimal Pulse Width Modulation - OPWM), que é um melhoramento do controlo PWM. O PWM fornece duas funções: calcular o tempo do próximo instante (instante da próxima amostragem) e modelizar a tensão de referência. Este método é usado para eliminar harmónicas, reduzindo o tamanho dos filtros e as perdas no conversor.

A escolha da frequência é uma das decisões mais importantes na tecnologia HVDC-VSC, isto porque com o aumento da frequência, as harmónicas tornam-se menores, mas a eficiência do conversor diminui, levando a um aumento das perdas e a problemas na dissipação do calor [28].

Existem várias topologias que podem ser utilizadas nos conversores VSC. As topologias mais comumente utilizadas são: o conversor de seis pulsos de dois níveis, o conversor de doze pulsos de três níveis e o conversor multinível [32].

O conversor de três níveis apresenta algumas vantagens face ao conversor de dois níveis, apresentando menores perdas e menos harmónicas. No entanto, apesar das vantagens do conversor de três níveis, o facto de precisar de mais válvulas na sua constituição, torna-o mais dispendioso e de maiores dimensões, aumentando também o tamanho da plataforma e por sua vez, os seus custos.

— Condensadores DC

Estes condensadores têm a função de fornecer o caminho para a corrente de retorno, armazenar energia para manter o sistema em equilíbrio, reduzir as harmônicas de tensão contínua e limitar a variação da tensão do sistema [28].

— Filtros DC

Os filtros DC são utilizados para garantir que existe atenuamento necessário nas harmônicas criadas pelo sistema, quando os condensadores e bobinas de alisamento do lado DC não são capazes de o fazer [28].

— Cabos DC

Estes cabos apresentam as mesmas características do que os utilizados nos sistemas HVDC-LCC.

2.3. Vantagens e desvantagens dos sistemas de transmissão de energia dos parques eólicos *offshore*

No seguimento deste capítulo serão agora enunciadas as vantagens e as desvantagens dos sistemas de transmissão de energia para parque eólicos *offshore*.

Começando pela tecnologia HVAC, as principais vantagens associadas a este sistema são [27], [33]:

- Ser uma tecnologia muito robusta e dominada há alguns anos, estando presente na maioria dos parques eólicos *offshore* existentes;
- Custos reduzidos das subestações, por não necessitar de conversores eletrónicos de potência;
- Não necessitar de uma fonte de tensão auxiliar.

As principais desvantagens associadas aos sistemas de transmissão em HVAC são [27], [33]:

- Devido ao efeito capacitivo criado pelo cabo submarino, são geradas grandes quantidades de potência reativa à medida que o comprimento do cabo aumenta;
- Para reduzir a potência reativa gerada pelo cabo ao longo da linha de transmissão, é necessário recorrer à compensação de potência reativa, o que irá encarecer as subestações *onshore* e *offshore*;
- Devido à elevada componente capacitiva dos cabos submarinos, verifica-se que estes não são a melhor opção para sistemas de transmissão em HVAC para longos comprimentos de cabo;
- As perdas aumentam significativamente com o aumento da potência instalada no parque eólico *offshore* e com a distância à costa.

Para os sistemas de transmissão em HVDC-LCC, as principais vantagens associadas a este sistema são [23], [27]:

- A ligação é assíncrona (as frequências da linha podem ser diferentes em cada extremidade), permitido um esquema de controlo mais avançado;

- A distância a que pode ser feita a transmissão não é limitada pelas perdas;
- É possível controlar a magnitude e a direção da potência;
- As transmissões HVDC não transmitem correntes de curto-circuito, porque são bloqueadas pelos conversores;
- Comparando com as transmissões HVAC, para um cabo com a mesma secção de condutor, é possível transmitir mais potência;
- O tempo de vida dos cabos DC é maior do que a dos cabos AC.

As principais desvantagens associadas aos sistemas de transmissão em HVDC-LCC são [23], [27]:

- Não apresenta um controlo independente da potência ativa e reativa;
- Não permite o uso da função “black start”;
- Os conversores produzem grandes quantidades de harmónicas de corrente, sendo necessário o uso de filtros para as atenuar;
- Na sua constituição existe muitos componentes eletrónicos, logo a probabilidade de avarias relativamente aos sistemas HVAC é maior.

Para os sistemas de transmissão em HVDC-VSC, as principais vantagens associadas a este sistema são [28], [34]:

- Apresentar todas as vantagens dos sistemas HVDC-LCC;
- Apresentar um controlo independente da potência ativa e reativa, o que é muito importante se o parque eólico está ligado a uma rede fraca (rede onde é necessário ter em conta o nível de tensão e as suas flutuações, por existir a probabilidade destes valores serem excedidos quando o sistema está em carga);
- Para fazer a comutação não necessita de um fonte de corrente alternada, não necessita de um STATCOM nem de um banco de condensadores, ao contrário dos sistemas HVDC-LCC;
- Necessita de menor número de filtros relativamente aos sistemas HVDC-LCC, tornando o conversor mais pequeno;
- Apresenta menos riscos de falha de comutação;
- Facilidade de controlar o nível de tensão.

As principais desvantagens associadas aos sistemas de transmissão em HVDC-VSC são [28], [34]:

- É mais dispendioso do que os sistemas HVDC-LCC, devido à utilização dos IGBT's nos conversores VSC;
- Devido às elevadas frequências do PWM, existem maiores perdas do que nos sistemas HVDC-LCC;
- Apresenta uma menor gama de valores de potência possíveis de transmitir, relativamente aos sistemas HVDC-LCC

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Capítulo 3 – Modelos de sistemas de transmissão AC e compensação de potência reativa

Neste capítulo serão abordados os modelos utilizados para calcular a evolução dos sistemas de transmissão AC, sendo eles: o modelo de parâmetros concentrados, o modelo de parâmetros distribuídos e o modelo de parâmetros dependentes da frequência.

Este capítulo também terá presente os tipos de compensação reativa utilizados para realizar a compensação da potência reativa gerada pelo cabo devido ao seu comprimento.

3.1. Modelos de sistemas de transmissão de energia

No dimensionamento dos sistemas de transmissão de energia existem vários modelos elétricos do cabo. Estes modelos visam o estudo de transitórios e podem ser divididos em três tipos:

- Modelos de parâmetros distribuídos;
- Modelos de parâmetros concentrados;
- Modelos de parâmetros dependentes da frequência.

Em seguida é realizada uma descrição mais pormenorizada de cada modelo de linha de transmissão de energia [23], [35], [33].

3.1.1. Modelo de parâmetros distribuídos

O modelo de uma linha arbitrariamente longa pode ser definido por modelo de parâmetros distribuídos. A evolução da tensão e corrente pode ser deduzida através da aplicação das leis de *Kirchoff* a um troço dessa linha, considerando a natureza distribuída dos seguintes parâmetros: resistência (R), indutância (L), capacitância (C), condutância transversal (G) [23]. Este modelo pode ser desenvolvido a partir da representação elétrica do troço da linha, como se pode observar na figura 3.1.

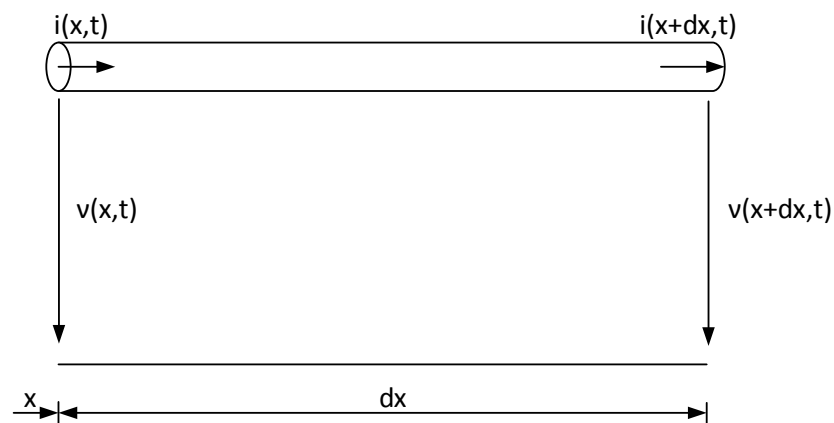


Figura 3.1: Representação de um troço de uma linha trifásica com comprimento dx .

A figura 3.1 representa o troço de uma fase da linha trifásica com um comprimento infinitesimal (dx). O esquema monofásico equivalente da figura 3.1 é representado na figura 3.2.

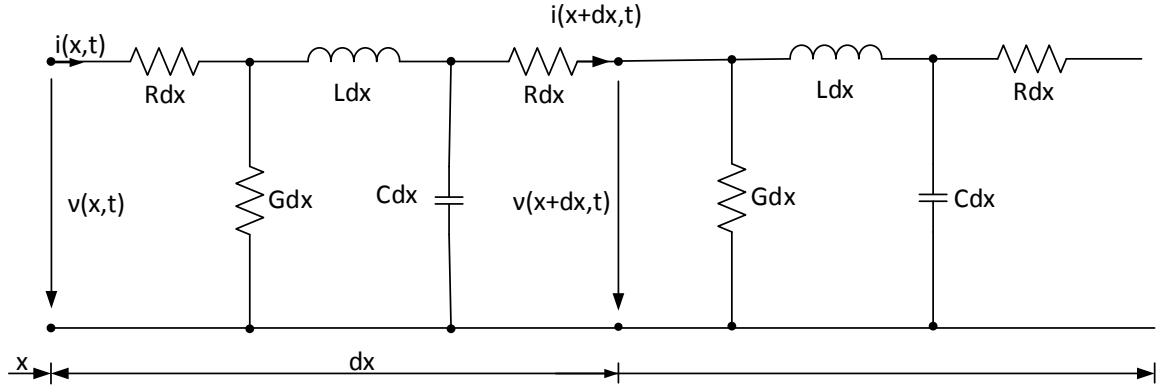


Figura 3.2: Representação do esquema monofásico equivalente do troço da linha.

Em que v é a tensão fase-neutro e i é a corrente por fase (estes parâmetros estão em função do tempo e da distância (x) a partir do extremo emissor x). É importante ainda referir que $v(x, t)$ e $v(x + dx, t)$ são tensões instantâneas em x e em $(x + dx)$ respetivamente, $i(x, t)$ e $i(x + dx, t)$ são correntes instantâneas em x e em $(x + dx)$.

Considerando o troço de uma fase de uma linha trifásica com o comprimento infinitesimal dx e aplicando as leis de *Kirshoff* a este circuito é possível obter as equações do comportamento do circuito:

$$v(x) - v(x + dx) = \left(R i + L \frac{di}{dt} \right) dx \quad (3.1)$$

$$i(x) - i(x + dx) = \left(G v + C \frac{dv}{dt} \right) dx \quad (3.2)$$

Aplicando o limite $dx \rightarrow 0$ nas equações (3.1) e (3.2), obtêm-se as equações diferenciais da linha de transmissão (3.3) e (3.4), respetivamente. Todos os modelos da linha em regime estacionário são igualmente representados a partir das equações seguintes:

$$-\frac{dv}{dx} = R i + L \frac{di}{dt} \quad (3.3)$$

$$-\frac{di}{dx} = G v + C \frac{dv}{dt} \quad (3.4)$$

No estudo de regimes transitórios em linhas de transmissão e para realizar uma análise mais precisa do cabo, deve-se recorrer ao modelo de parâmetros distribuídos, uma vez que a dimensão longitudinal da linha é comparável aos comprimentos de onda correspondentes ao espetro de frequências do fenómeno em análise.

É possível utilizar o modelo de onda viajante de *Bergeron*, que tem por base a forma como a onda viajante se propaga e como é refletida no final da linha de transmissão.

O modelo de *Bergeron* utiliza as equações diferenciais da linha de transmissão (3.3) e (3.4) e admite que a linha não apresenta perdas, sendo portanto desprezadas a resistência longitudinal e a admitância transversal da linha, obtendo-se as seguintes soluções analíticas:

$$-\frac{\partial v}{\partial x} = L \frac{\partial i}{\partial t} \quad (3.5)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = C \frac{\partial v}{\partial t} \quad (3.6)$$

Derivando-se a equação (3.5) em ordem a x e a equação (3.6) em ordem a t e somando-as obtém-se:

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \quad (3.7)$$

Da mesma forma, derivando-se a equação (3.6) em ordem a x e a equação (3.5) em ordem a t e somando-as obtém-se:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = CL \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \quad (3.8)$$

Por aplicação do método de D'Alembert às equações (3.7) e (3.8) é possível obter as equações gerais para tensão e corrente:

$$i(x, t) = Z_C [f_1(x - v_e t) - f_2(x + v_e t)] \quad (3.9)$$

$$v(x, t) = f_1(x - v_e t) + f_2(x + v_e t) \quad (3.10)$$

Onde f_1 e f_2 são funções arbitrárias dos argumentos $x - v_e t$, $x + v_e t$ e Z_C é a impedância de onda (puramente resistiva para uma linha sem perdas) e tem a equação:

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.11)$$

A onda viajante não atravessa toda a linha de transmissão e aparece instantaneamente na outra extremidade do cabo. Portanto, as extremidades do cabo estão desacopladas com a constante de tempo e não existem alterações na tensão e na corrente, até terminar o tempo em que a onda viajante necessita para atravessar a linha. Ao tempo que a onda viajante demora a percorrer a linha de transmissão, corresponde a seguinte equação:

$$\tau = \frac{l}{v_e} = l\sqrt{LC} \quad (3.12)$$

Da mesma forma que v_e é a velocidade de propagação e pode ser escrita da seguinte forma:

$$v_e = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.13)$$

Analisando a equação (3.10), a primeira parcela representa uma onda viajante no sentido positivo, convencionalmente assumido como da emissão para a receção, a que se dá o nome de onda incidente. Da mesma forma, a segunda parcela representa uma onda viajante no sentido negativo, a que se dá o nome de onda refletida. A figura 3.3 representa um exemplo da propagação de uma onda eletromagnética de tensão.

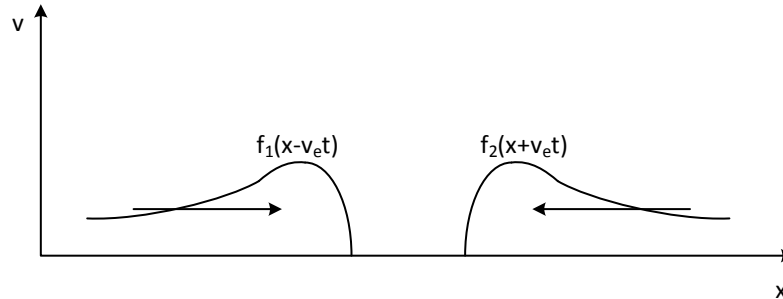


Figura 3.3: Propagação de uma onda eletromagnética

Por aplicação do método de *D'Alembert* nas equações diferenciais de segundo grau, é possível obter a solução geral das equações. Esta solução consiste na propagação de duas ondas viajantes através da linha, uma da esquerda para a direita e outra em sentido contrário.

A melhor forma de trabalhar ondas de tensão viajantes é utilizar um sistema de linha de transmissão com um emissor e um recetor ou um sistema de quadripolos. Deve-se ainda considerar que o modelo da linha em regime estacionário está orientado para representar a linha de transmissão no estado de equilíbrio e para frequências de 50-60Hz.

Se o comprimento da linha de transmissão for pequeno em relação ao comprimento da onda viajante, o tempo de viagem das ondas eletromagnéticas pode ser desprezado, permitindo a representação do sistema de transmissão em parâmetros concentrados.

O comprimento de onda viajante pode ser calculado a partir da equação (3.14).

$$\lambda = \frac{v_e}{f_e} = \frac{1}{\sqrt{L C} f_e} \quad (3.14)$$

Em que λ representa o comprimento da onda viajante, v_e é a velocidade de propagação da onda na linha e f_e é a frequência do sistema utilizado.

Na equação (3.14) a frequência do sistema é inversamente proporcional ao comprimento de onda. É possível concluir que para baixas frequências o comprimento de onda é mais elevado em relação ao comprimento da linha de transmissão, ou seja, a onda desloca-se de um nó para outro instantaneamente, não havendo praticamente nenhum atraso. Pelo contrário, se a frequência do sistema for elevada, o comprimento de onda será mais baixo que o comprimento da linha de transmissão. Se este fenómeno acontecer já não é possível desprezar o atraso da onda entre as duas extremidades da linha.

Para a obtenção das equações de transmissão para o modelo de linha em regime estacionário são utilizados os parâmetros de transmissão, mais conhecidos com parâmetros ABCD [36]. Estes derivam dos parâmetros distribuídos de uma rede emissor/recetor ou de um quadripolo.

Os parâmetros ABCD de uma rede emissor/recetor apresenta as seguintes propriedades:

$$\begin{cases} AD - BC = 1 & \text{para uma rede recíproca} \\ A = D & \text{para uma rede simétrica} \end{cases} \quad (3.15)$$

Se a rede não apresenta perdas, então A e D são puramente reais e B e C são puramente imaginários.

Os parâmetros ABCD são muito úteis na análise de uma rede de emissor/recetor complexa, que pode ser dividida em sub-redes em cascata.

A figura 3.4 representa uma rede emissor/recetor utilizando os parâmetros ABCD.

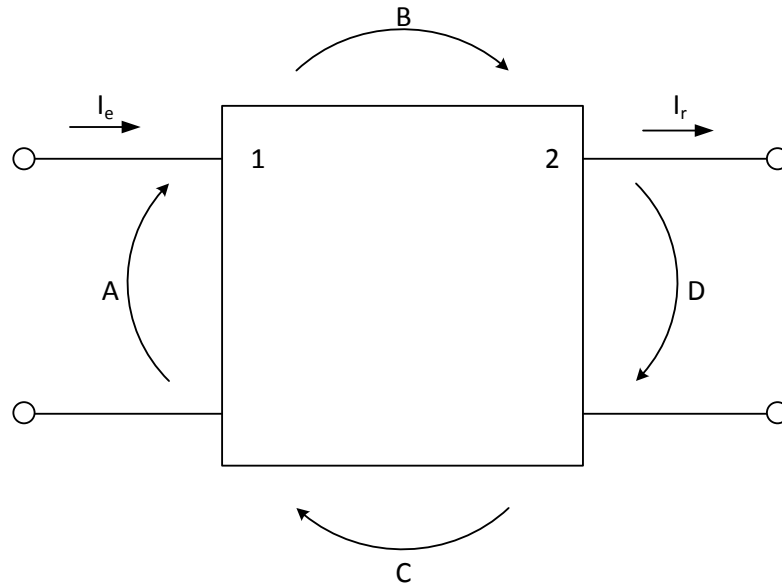


Figura 3.4: Sistema quadripolo orientado para uma linha de transmissão em parâmetros ABCD.

As correntes e tensões de ambos os lados da rede podem ser relacionadas pelas equações (3.16), (3.17) e (3.18).

$$\begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$V_e = A \cdot V_r + B \cdot I_r \quad (3.17)$$

$$I_e = C \cdot V_r + D \cdot I_r \quad (3.18)$$

Os modelos de linha em regime estacionário são desenvolvidos a partir das equações (3.17) e (3.18). Tendo em consideração os fenómenos físicos existentes (secção 2.1), é possível simplificar a linha de transmissão. Também é necessário considerar que estes fenómenos físicos estão dependentes do

comprimento do cabo. Por este motivo, existem três modelos gerais para o estudo da linha de transmissão: o modelo exato de linha com parâmetros distribuídos, que abrange todos os comprimentos de linha e os modelos de linha curta (até 80 km) e equivalente em Ω nominal (entre 80 e 250 km) com parâmetros concentrados [23].

Modelo Exato

O modelo exato de linha também pode ser conhecido por modelo de linha longa. Com este modelo, deve-se considerar a evolução da onda viajante e da onda refletida no final da linha. Para se obter as equações gerais do modelo exato de linha, recorre-se às equações diferenciais da linha (3.3) e (3.4). Como em regime estacionário a tensão e a corrente são sinusoidais, podem ser representadas por fasores. Assim sendo, aplicando as transformadas de Laplace às equações diferenciais da linha, obtêm-se as seguintes equações:

$$-\frac{dV}{dx} = (R + j\omega L)I \quad (3.19)$$

$$-\frac{dI}{dx} = (G + j\omega C)V \quad (3.20)$$

Por se tratar do regime estacionário, a variável de tempo não está presente nestas equações, daí que as equações às derivadas parciais se transformam em ordinárias.

Assim, derivando a equação (3.19) em ordem a x e substituindo na equação (3.20) e derivando a equação (3.20) em ordem a x e substituindo na equação (3.19), obtêm-se as equações:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = (R + j\omega L)(G + j\omega C)V \quad (3.21)$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = (R + j\omega L)(G + j\omega C)I \quad (3.22)$$

Com estas equações definem-se a impedância de onda Z_0 (Ω) e a constante de propagação γ (m^{-1}), respetivamente:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} = \sqrt{\frac{R + jX}{G + jB}} \quad (3.23)$$

$$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)} = \sqrt{(R + jX)(G + jB)} \quad (3.24)$$

Substituindo a constante de propagação nas equações (3.21) e (3.22) obtêm-se as seguintes equações:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = \gamma^2 V \quad (3.25)$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = \gamma^2 I \quad (3.26)$$

As soluções destas equações diferenciais ordinárias de variável complexa são:

$$V = C_0 e^{-\gamma x} + C_1 e^{\gamma x} \quad (3.27)$$

$$I = \frac{C_0 e^{-\gamma x} - C_1 e^{\gamma x}}{Z_0} \quad (3.28)$$

As constantes C_0 e C_1 podem ser calculadas a partir de $x = 0$, onde $x = 0$ representa o extremo emissor da linha.

$$V_e = C_0 + C_1 \quad (3.29)$$

$$I_e = \frac{C_0 - C_1}{Z_0} \quad (3.30)$$

Onde:

$$C_0 = \frac{V_e + Z_0 I_e}{2} \quad (3.31)$$

$$C_1 = \frac{V_e - Z_0 I_e}{2} \quad (3.32)$$

As condições de tensão e corrente também são necessárias no final da linha (extremo recetor), daí que seja conveniente a utilização das funções hiperbólicas, para se obter valores de tensão e corrente nesse ponto:

$$\cosh \theta = \frac{e^{\theta} + e^{-\theta}}{2} \quad (3.33)$$

$$\sinh \theta = \frac{e^{\theta} - e^{-\theta}}{2} \quad (3.34)$$

Após substituição de C_0 e C_1 nas equações (2.27) e (2.28) e posterior simplificação matemática, obtêm-se as equações gerais para o modelo exato.

$$V = V_e \cdot \cosh \gamma x - I_e \cdot Z_0 \cdot \sinh \gamma x \quad (3.35)$$

$$I = I_e \cdot \cosh \gamma x - \frac{I_e}{Z_0} \cdot \sinh \gamma x \quad (3.36)$$

Se V e I são a tensão e corrente à distância x da emissão, então V_r e I_r são a tensão e corrente no extremo recetor da linha, onde $x=l$ e as suas equações são descritas por:

$$V_r = V_e \cdot \cosh \gamma l + I_e \cdot Z_0 \cdot \sinh \gamma l \quad (3.37)$$

$$I_r = \frac{V_e}{Z_0} \cdot \sinh \gamma l - I_e \cdot \cosh \gamma l \quad (3.38)$$

Estas equações podem ser reescritas sob a forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma l & -Z_0 \cdot \sinh \gamma l \\ -\frac{1}{Z_0} \cdot \sinh \gamma l & \cosh \gamma l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Por inversão da matriz, obtém-se a equação sob forma matricial da tensão e corrente no extremo emissor:

$$\begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma l & Z_0 \cdot \sinh \gamma l \\ \frac{1}{Z_0} \cdot \sinh \gamma l & \cosh \gamma l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Nestas condições, usando as equações da linha em regime estacionário (3.16), (3.17) e (3.18), obtêm-se as seguintes expressões para os parâmetros ABCD ou constantes do quadripolos:

$$A = D = \cosh \gamma l = \cosh \sqrt{Z_L \cdot Y_L} \quad (3.41)$$

$$B = Z_0 \cdot \sinh \gamma l = \frac{Z_L \cdot \sinh \sqrt{Z_L \cdot Y_L}}{\sqrt{Z_L \cdot Y_L}} \quad (3.42)$$

$$C = \frac{\sinh \gamma l}{Z_0} = \frac{Y_L \cdot \sinh \sqrt{Z_L \cdot Y_L}}{\sqrt{Z_L \cdot Y_L}} \quad (3.43)$$

Onde $Z_L = (R + jX)l$ e $Y_L = (G + jB)l$ são, respetivamente, a impedância longitudinal e admitância transversal totais da linha.

3.1.2. Modelos de parâmetros concentrados

Ao contrário do modelo de parâmetros distribuídos, que arrasta consigo a existência de ondas móveis e que implícita ou explicitamente estão presentes nas expressões analíticas, o modelo de parâmetros concentrados trata os circuitos como se a capacitância, a indutância e a resistência se concentrassem pontualmente e as ligações entre elas fossem apenas de natureza topológica, ignorando a extensão geométrica.

O modelo de parâmetros concentrados é representado pelos modelos de linha curta (até 80 km) e equivalente em Ω nominal (entre 80 e 250 km).

3.1.2.1. Modelo de Linha Curta

A componente capacitiva do cabo aumenta com o seu tamanho, por isso, para linhas curtas (até 80 km) a capacitância tem um valor muito pequeno. Da mesma forma, a admitância transversal representa uma corrente de fuga, que acontece devido à condutividade do material de isolamento. Normalmente, o material apresenta uma baixa condutividade e a resistividade associada é muito elevada. Portanto, para linhas curtas, é possível desprezar-se a admitância transversal porque a sua componente capacitiva é muito pequena. Sendo assim, a linha é modelada apenas pela sua impedância longitudinal. Esta é constituída por uma resistência e uma reactância, sendo que a resistência, R , é o parâmetro que condiciona as perdas por efeito de joule e a reactância, $X_L = \omega L$, é o parâmetro que influencia a capacidade de transporte e a queda de tensão ao longo da linha [23].

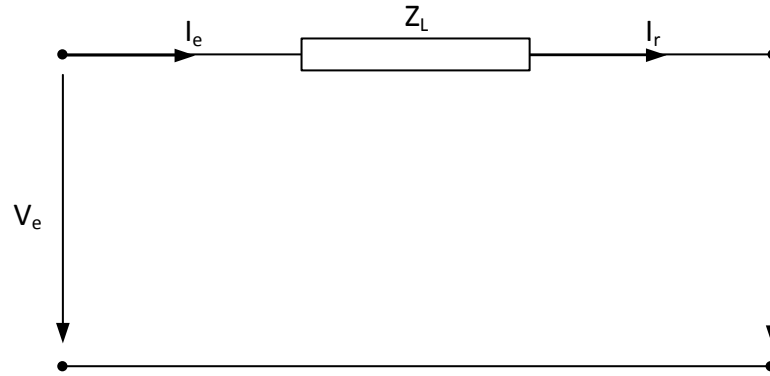


Figura 3.5: Esquema equivalente de uma linha curta.

Onde $Z_L = R + j\omega L$, L representa a indutância do cabo e R a resistência do cabo.

Para os parâmetros ABCD pode-se ter em conta as seguintes simplificações:

$$A = 1 ; B = Z_L ; C = 0 ; D = 1 \quad (3.44)$$

Onde Z_L representa a impedância total da linha.

Substituindo estas constantes na equação geral da linha em regime estacionário, equação (3.16), é possível obter as equações gerais do modelo de linha curta. Em alternativa, sabe-se que a linha entrega na receção uma potência complexa, fixando a tensão na receção, é possível calcular a tensão na emissão. Por definição:

$$S_r = P_r + jQ_r \quad (3.45)$$

$$S_r = V_r I^* \quad (3.46)$$

$$P_r + jQ_r = V_r I^* \quad (3.47)$$

Tendo a tensão na receção como referência, o valor da corrente é:

$$I = \frac{P_r - jQ_r}{V_r} \quad (3.48)$$

A tensão na emissão é obtida a partir da seguinte equação:

$$V_e = V_r + Z_L I = V_r + (R + jX)I = V_r + \frac{R P_r + X Q_r}{V_r} + j \frac{X P_r - R Q_r}{V_r} \quad (3.49)$$

Onde R é a resistência total da linha e X é a reactância total da linha.

A equação (3.49) está agora disposta graficamente no diagrama de fasores disposto na figura 3.6.

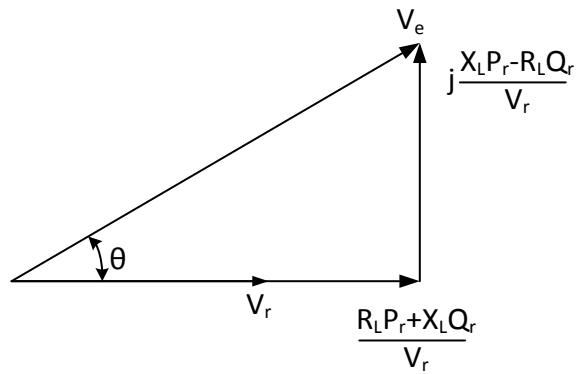


Figura 3.6: Diagrama de fasores das tensões nas extremidades de uma linha curta.

Para linhas curtas e médias, o ângulo θ do diagrama de fasores, apresenta valores baixos. A diferença entre as amplitudes das tensões V_e e V_r define a queda de tensão e obtém-se a partir de:

$$\Delta V = V_e - V_r \approx \frac{R P_r + X Q_r}{V_r} \quad (3.50)$$

Se V_r representar a tensão composta do sistema, então ΔV representa a queda de tensão fase-fase. Se a tensão de receção for uma tensão simples, a queda de tensão será fase-neutro.

Como é possível observar na equação (3.50), a queda de tensão aumenta a potência reativa transmitida na linha. Por este motivo, a potência reativa deve ser gerada localmente por baterias de condensadores. Esta técnica é designada por compensação do fator de potência.

3.1.2.2. Modelo Equivalente em π Nominal

Neste modelo é preciso ter em conta a componente capacitiva da linha, pois o cabo já apresenta um comprimento considerável (80 a 250 km), não sendo já possível desprezar a admitância transversal da linha. Com a componente capacitiva a ser considerada, o modelo de linha curta não pode ser utilizado neste comprimento de cabo. Assim, para linhas com este comprimento de cabo e considerando o elemento capacitivo, deve ser utilizado um modelo de linha mais preciso. O modelo a ser utilizado é o modelo equivalente em π nominal ou modelo de linha média, presente na figura 3.7.

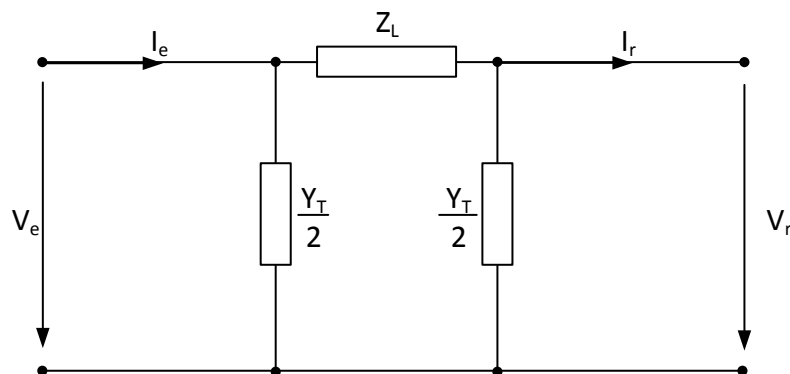


Figura 3.7: Modelo equivalente em π nominal de uma linha.

Deste modelo é possível obter as seguintes equações, que relacionam as tensões e corrente de emissão e recepção:

$$V_e = V_r + I Z_L \quad (3.51)$$

$$I = I_r + V_r \cdot \frac{Y}{2} \quad (3.52)$$

$$I_e = I_r + V_e \cdot \frac{Y}{2} \quad (3.53)$$

A partir das equações anteriores, os parâmetros ABCD apresentam as seguintes expressões:

$$A = D = 1 + \frac{Z_L Y_L}{2} \quad (3.54)$$

$$B = Z_L \quad (3.55)$$

$$C = Y_L \left(1 + \frac{Z_L Y_L}{4} \right) \quad (3.56)$$

Onde Z_L e Y_L são a impedância longitudinal e admitância transversal totais da linha, respectivamente.

De acordo com o esquema do modelo equivalente em π nominal da figura 3.8, assumindo que a impedância longitudinal é concentrada e que metade da admitância transversal é colocada em cada extremo da linha, é possível substituir na equação da linha em regime estacionário equação (3.16) os valores dos parâmetros ABCD, obtendo a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z_L Y_L}{2} & Z_L \\ Y_L \left(1 + \frac{Z_L Y_L}{4} \right) & 1 + \frac{Z_L Y_L}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

ou

$$\begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z_L Y_L}{2} & -Z_L \\ -Y_L \left(1 + \frac{Z_L Y_L}{4} \right) & 1 + \frac{Z_L Y_L}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

3.1.3. Modelos de parâmetros dependentes da frequência

Os modelos do cabo com parâmetros dependentes da frequência são basicamente cinco [35]:

- Modelo *Weighting*;
- Modelo *Semlyen*;

- Modelo *Ametani*;
- Modelo *Hauer*;
- Modelo *Marti*.

A gênese de todos estes modelos tem como base o processo de convolução, sendo que a diferença entre cada um deles é a forma como está implementado esse processo de convolução.

O desenvolvimento de cada um destes modelos visa suprir falhas do modelo anterior. O primeiro modelo criado foi o modelo *Weighting*, em seguida surgiu o modelo *Semlyen* que veio colmatar falhas do modelo anterior. Posteriormente apareceram os modelos *Ametani* e *Hauer*, que vieram aperfeiçoar os dois primeiros modelos. O modelo *Marti* tem por base um circuito equivalente com fontes de tensão, ao contrário do modelo *Bergeron*, que é baseado em fontes de corrente.

As perdas são outra das diferenças existentes entre o modelo *Marti* e o *Bergeron*. No modelo *Bergeron* as perdas são representadas por resistências em paralelo e no modelo *Marti* as perdas são representadas por impedâncias em série [35], [33].

O modelo mais recente e mais completo é o Modelo *Idempotent*. Este modelo tem fundamentos similares ao modelo *Marti*, mas resolve os problemas relacionados com frequências dependentes da matriz de transformação, uma vez que a onda de propagação é representada no domínio da fase.

3.2. Compensação da potência reativa nos cabos submarinos

Os cabos submarinos são fixados no fundo do mar, que é um ambiente completamente diferente dos ambientes que estão presentes nas instalações em terra, pois grande parte destas instalações é feita por linhas aéreas. Como o ambiente onde os cabos estão expostos é diferente, então o tipo de isolamento utilizado também deverá ser diferente.

Devido às características de construção, o cabo submarino apresenta um elevado componente capacitivo [37]. Este elemento capacitivo provoca correntes de carga e descarga (potência reativa) nas transmissões de energia através dos cabos de corrente alternada.

A corrente máxima que um cabo é capaz de transferir é determinada pelas suas características de construção (seção do condutor e características térmicas). Logo a corrente ativa transportada pelo cabo é limitada pela corrente de carga e descarga que flui através do cabo (equação (3.59)). É então possível concluir que a potência reativa limita a corrente ativa que é transmitida pelo cabo.

$$I = \sqrt{I_{ativa}^2 + I_{reativa}^2} \quad (3.59)$$

Na figura 3.8 está presente um esquema equivalente da corrente que passa pelo cabo submarino. Esta corrente tem componente ativa e reativa.

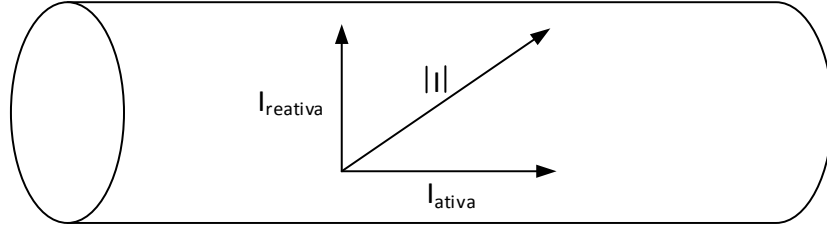


Figura 3.8: Representação gráfica da corrente que flui através do cabo submarino.

Além de criar correntes de carga e descarga, a componente capacitiva do cabo submarino também depende do comprimento do cabo, como é possível verificar na equação (2.3). Sendo assim, existe um nível de tensão para cada comprimento de cabo em que as correntes reativa gerada e nominal serão iguais. Este limite depende da componente capacitiva do cabo e da tensão utilizada.

A figura 3.9 representa um esquema equivalente em π monofásico de um cabo submarino.

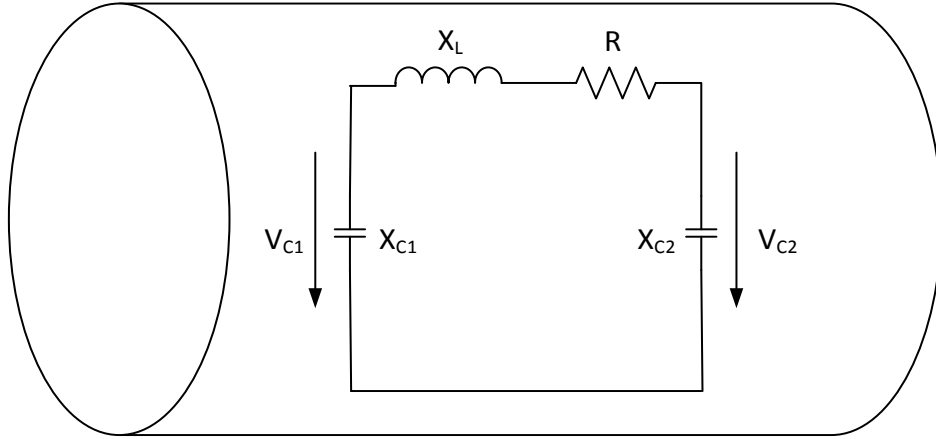


Figura 3.9: Modelo equivalente em π monofásico de um cabo submarino num ponto fase neutro.

Tendo em conta a figura 3.9 e considerando uma transmissão de energia em frequência constante (50 Hz), as expressões de corrente reativa são representadas por:

$$I_{c1} = \frac{|V_{c1}|}{|X_{c1}|} \approx I_{c2} = \frac{|V_{c2}|}{|X_{c2}|} \quad (3.60)$$

$$|X_{c1}| = |X_{c2}| = \frac{1}{\omega C_1} = \frac{1}{\omega C_2} \quad (3.61)$$

$$I_{c1} = |V_{c1}| \cdot \omega C_1 \approx I_{c2} = |V_{c2}| \cdot \omega C_2 \quad (3.62)$$

Onde I_{c1} e I_{c2} são correntes reativas, $|V_{c1}|$ e $|V_{c2}|$ são o módulo da tensão aplicada, C_1 e C_2 são a componente capacitiva do cabo e ω é a frequência angular do cabo.

Se a corrente reativa atingir o valor da corrente nominal do cabo utilizado, este cabo já não é capaz de transmitir corrente ativa (equação (3.59)).

Para tornar o sistema de transmissão de energia mais eficiente, é necessário minimizar a corrente reativa que flui através do cabo, fazendo a sua gestão, orientando-a de forma a aumentar a capacidade de transmissão da potência ativa transmitida pelo cabo, reduzindo as perdas de condução.

3.2.1. Tipos de compensação reativa

Com fatores de potência baixos, as perdas de condução no cabo são grandes e será necessário a utilização de um condutor de maiores dimensões. Por este motivo, na maior parte das redes de parques eólicos, é necessário a utilização de um fator de potência muito perto da unidade, com o objetivo de diminuir as perdas de condução. Para obter fatores de potência perto da unidade é necessário efetuar a compensação do cabo, pelo menos na subestação *onshore*.

O sistema de transmissão tornar-se mais eficiente se a potência reativa que flui pelo cabo for controlada. A gestão da potência reativa pode ser feita por dois parâmetros:

- A localização do sistema de compensação: pode ser apenas num barramento ou nos dois barramentos do cabo;
- O tipo de compensação: poder ser estático ou dinâmico. Pode ser compensado sempre a mesma potência reativa ou pode ser ajustado às necessidades.

Para efeitos de estudo e para perceber melhor o problema da potência reativa gerada pelo cabo da linha de transmissão será utilizado o seguinte cabo nos exemplos ilustrados seguidamente. Este cabo apresenta as seguintes características:

Tabela 3.1: Características físicas do cabo submarino.

Vn (kV)	In (A)	Rac (Ω/km)	L (mH/km)	C ($\mu\text{F}/\text{km}$)
150	1088	0.0205	0.352	0.233

Onde Vn é a tensão nominal, In é a corrente nominal, Rac é a resistência do cabo, L é a indutância do cabo e C é a condutância do cabo.

3.2.1.1. Compensação de potência reativa num barramento ou nos dois barramentos

- **Potência reativa num barramento:** A compensação de energia é feita pela injeção de potência reativa do tipo indutiva no barramento *onshore*. Nesta situação não existe gestão de potência reativa na linha de transmissão. A energia gerada no parque eólico *offshore*, é transmitida pelo cabo submarino até ao barramento da subestação costeira com um fator de potência unitário.

Posteriormente a potência reativa gerada pelo cabo submarino é compensada de forma a ser integrada na rede de distribuição (Figura 3.10.a)).

- **Potência reativa nos dois barramentos:** A gestão da energia reativa é feita como na compensação de potência reativa num barramento, mas com a injeção de uma corrente reativa do tipo indutiva no barramento da subestação *offshore*. Como o cabo submarino apresenta uma natureza capacitiva e distribuída, a corrente reativa indutiva injetada no barramento *offshore* será absorvida ao longo do cabo submarino (Figura(3.10 b)).

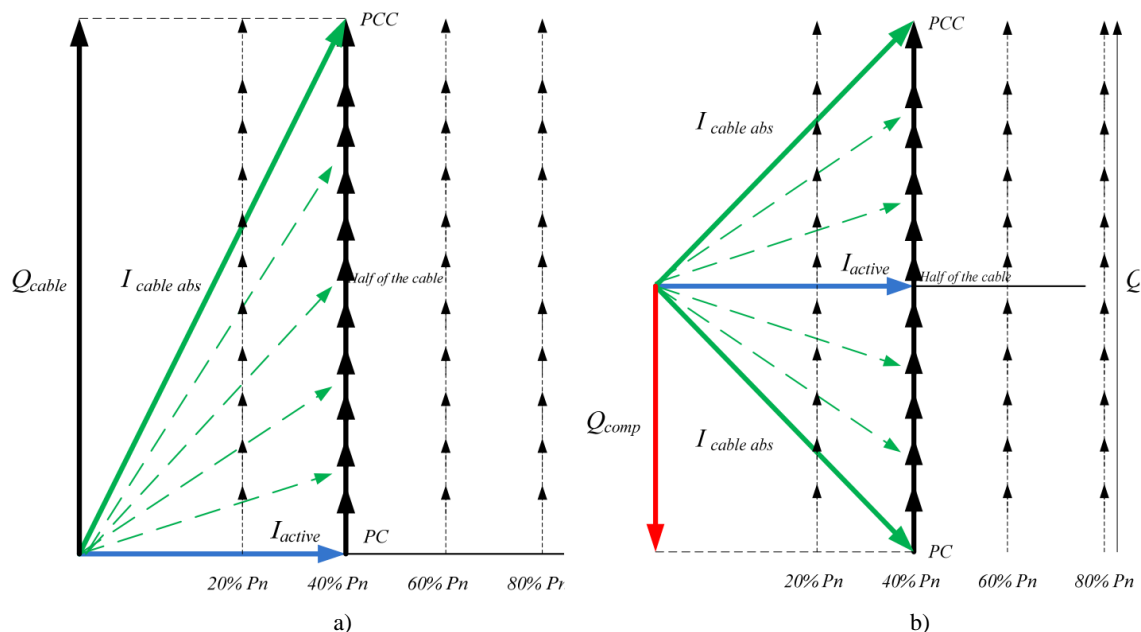


Figura 3.10: Representação gráfica da corrente reativa que flui através da linha de transmissão para os dois tipos de compensação: a) Compensação da potência reativa no barramento *onshore* (à esquerda); b) Compensação da potência reativa nos dois barramentos *offshore* e *onshore* (à direita) [33].

A melhor alternativa para compensar a potência reativa gerada, é realizar a compensação ao longo do cabo submarino. Desta forma, é possível utilizar um cabo sem limites de comprimento e a redução das perdas de condução possuir valores mínimos. No entanto, esta opção não é viável para cabos submarinos, por ser uma opção muito dispendiosa e difícil de aplicar no fundo do mar.

Como a compensação de potência reativa ao longo do cabo submarino não é viável, a melhor opção é a utilização da compensação de potência reativa nos dois barramentos.

Assim, na compensação de potência reativa nos dois barramentos, a corrente reativa indutiva injetada no barramento *offshore* é exatamente metade da corrente reativa capacitiva gerada pelo cabo. Esta corrente reativa indutiva será absorvida ao longo do cabo até ao seu ponto médio, onde o fator de potência será unitário. A partir deste ponto e até à outra extremidade do barramento, será gerada no cabo submarino apenas metade da corrente reativa capacitiva. Assim no barramento *onshore* apenas aparece metade da potência reativa gerada pelo cabo submarino e então só terá de ser compensada metade dessa potência reativa, pois a outra metade já foi absorvida ao longo do cabo.

Aplicando este tipo de compensação é possível minimizar perdas de condução, bem como, baixar a corrente máxima que flui ao longo do cabo.

Para melhor compreender estes dois tipos de compensação, é possível aplicar ao mesmo cabo, os dois tipos de compensação e observar a evolução dos mesmos ao longo de uma linha com 50 km. Os resultados podem ser observados na figura 3.11.

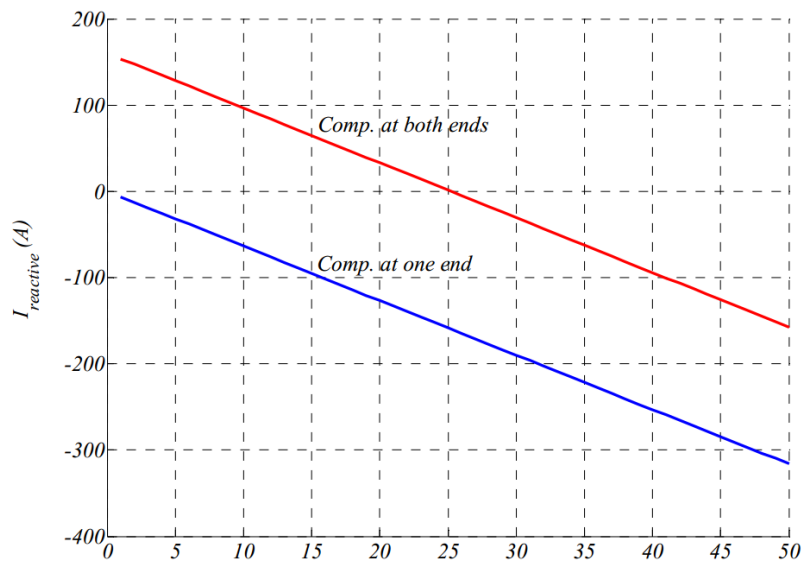


Figura 3.11: Evolução da corrente reativa que flui através do cabo, nos dois tipos de compensação reativa, (a azul) compensação da potência reativa num barramento, (a vermelho) compensação da potência reativa nos dois barramentos [33].

Usando a compensação de potência reativa nos dois barramentos o valor da corrente máxima diminui, comparado com a compensação reativa num dos barramentos. Por esta razão, o cabo submarino é capaz de transportar uma maior capacidade de potência ativa e diminuir as perdas de condução.

É possível fazer uma análise mais detalhada destes dois tipos de compensação, para isso são considerados diferentes comprimentos de cabo, níveis de tensão e potência ativa transmitida.

Para um cabo de 150 kV a transmitir 150 MW de potência ativa, pode obter-se a corrente total ao longo da linha, utilizando estes dois tipos de compensação. A figura 3.12 apresenta o estudo da corrente total ao longo da linha, usando quatro comprimentos de cabo diferentes (50 Km, 100 Km, 150 Km e 200 Km)[33].

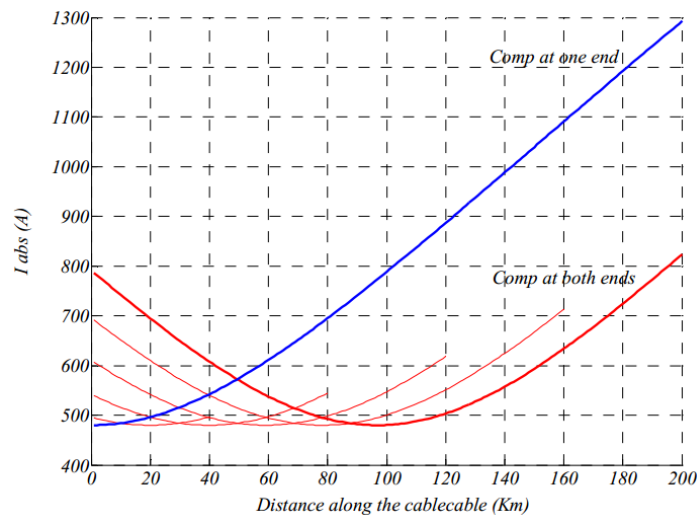


Figura 3.12: Corrente total ao longo do cabo submarino dependendo do comprimento do cabo, compensação reativa nos dois barramentos (a vermelho) e compensação reativa apenas no barramento *onshore* (a azul), para uma configuração 150MW-150kV [33].

A figura 3.12 apresenta as correntes totais ao longo da linha, para os diferentes comprimentos de cabo e tipos de compensação. Para a compensação de potência reativa apenas no barramento *onshore*, a corrente total que flui ao longo dos diferentes comprimentos de cabo é a mesma. Já para a compensação de potência reativa nos dois barramentos, se esta for 50% em cada barramento, a corrente mínima aparece no ponto médio do cabo e a corrente máxima nos seus barramentos.

A gestão de potência reativa gerada ao longo do cabo, é um fator importante no estudo dos cabos de transmissão, em especial, para elevados comprimentos de cabo. Este fator é importante porque se não for aplicado o tipo de compensação adequada, o cabo pode não ser capaz de transmitir a energia necessária nessa aplicação.

Para o cabo usado no exemplo da figura 3.12, sabe-se que este apresenta uma corrente nominal de 1088 A. Observando a mesma figura, para um comprimento de cabo superior a 150 Km, a corrente total que o percorre é superior à sua corrente nominal. Pode então concluir-se que para a compensação de potência reativa no barramento *onshore*, o cabo não é capaz de transmitir toda a potência ativa necessária. Dessa forma, a utilização de compensação nos dois barramentos é a melhor opção.

3.2.1.2. Compensação de potência reativa fixa ou variável

Como já foi referido anteriormente, o cabo submarino está dependente da componente capacitiva. Esta não é a única componente que afeta o cabo, sendo também afetado pela componente indutiva. Por este motivo, a potência reativa gerada no cabo não tem valor constante, irá depender da potência transmitida por este.

A componente capacitiva de um cabo submarino deve-se à impedância paralela e está dependente da tensão aplicada ao mesmo. Por outro lado, a componente indutiva, depende da quantidade de corrente ativa que o atravessa. Estas conclusões podem ser tiradas a partir da figura 3.9.

A principal função da gestão da potência reativa é reduzir a corrente total que flui através do cabo, sendo por isso necessário minimizar ao máximo a corrente reativa aqui presente. É possível minimizar a corrente reativa, injetando corrente reativa do tipo indutiva, em cada uma das extremidades do barramento, que deverá ser metade da corrente reativa capacitiva gerada pelo cabo, a fim de a neutralizar.

Como a corrente reativa capacitiva gerada pelo cabo varia, então a metade da corrente reativa indutiva que é necessária para otimizar o transporte de energia, também varia. No entanto, a corrente reativa capacitiva gerada pelo cabo não varia muito, por isso, a utilização de bobinas com indutâncias elevadas na compensação de potência reativa torna esta compensação econômica.

A escolha das bobinas, colocadas nas extremidades dos barramentos da linha de transmissão, utilizadas na compensação da potência reativa gerada ao longo do cabo submarino, depende exclusivamente da sua indutância (figura 3.13). Sabe-se então que, a potência reativa gerada ao longo do cabo é igual à potência reativa capacitiva, menos a potência reativa indutiva equação (3.63).

$$Q = Q_C - Q_I \quad (3.63)$$

Onde Q é a potência reativa gerada ao longo do cabo submarino por fase, Q_C é a potência reativa capacitiva por fase e Q_I é a potência reativa indutiva por fase.

Assim, as indutâncias das bobinas, são ajustadas de acordo com a potência ativa transmitida num determinado sistema.

Para minimizar a corrente máxima que flui através do cabo é necessário que este seja ajustado para uma transmissão de potência ativa com valor nominal. Quando a transmissão de potência tem valor nominal, a corrente que flui através do cabo é a corrente ativa máxima, de modo que, se a corrente reativa que flui ao longo do cabo for compensada, ou seja, reduzida para valores mínimos, a corrente total exigida na transmissão será menor.

A figura 3.13 representa o esquema monofásico de um cabo submarino e as respectivas bobinas colocadas nas extremidades dos barramentos, responsáveis pela compensação potência reativa.



Figura 3.13: Representação equivalente de um cabo submarino com bobinas nas suas extremidades.

3.2.2. Evolução dos três tipos de compensação de potência reativa

Controlar o fator de potência no barramento da subestação *offshore* permite fazer a gestão da corrente ativa e reativa ao longo da linha de transmissão. Tendo em conta que este é o barramento emissor de energia, é também o principal ponto de controlo da potência reativa.

Na subestação *onshore*, as alterações efetuadas na compensação, apenas afetam o circuito após este ponto, ou seja, as alterações feitas ao fator de potência apenas alteram a potência injetada na rede.

De acordo com o que foi dito anteriormente, existem três formas de fazer a gestão da compensação de potência reativa que flui ao longo da linha, estas serão enumeradas seguidamente:

3.2.2.1. Transmissão de energia ao longo da linha não é compensada (compensação no barramento *onshore*)

A energia que é gerada no parque eólico *offshore* apresenta um fator de potência unitário no barramento emissor, em seguida é transmitido pelo cabo submarino até atingir o barramento *onshore*. Só depois de ser feita a transmissão da energia produzida no parque eólico *offshore*, e antes de chegar à rede de distribuição, é que acontece a compensação da potência reativa gerada ao longo do cabo subterrâneo.

A figura 3.14 apresenta um exemplo de uma linha de transmissão com compensação da potência reativa no barramento *onshore*.

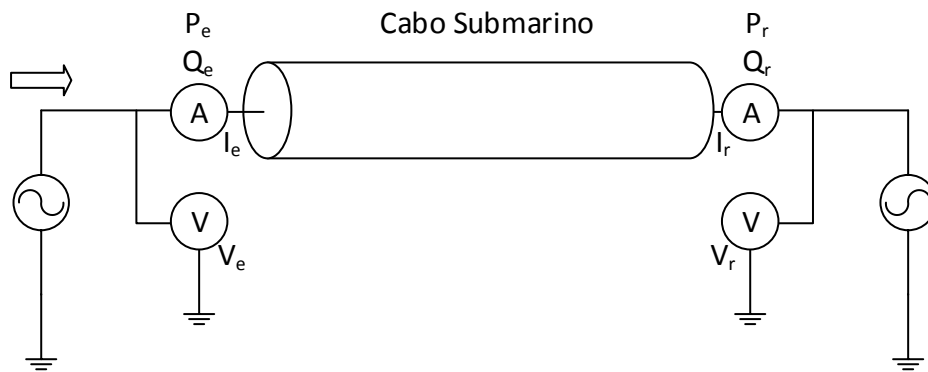


Figura 3.14 Diagrama de um cabo submarino com compensação de potência reativa no barramento onshore.

A potência reativa do tipo capacitiva gerada ao longo da linha de transmissão pode ser estimada usando a equação (3.64).

$$Q_c = 3 \cdot \frac{|V_c|^2}{|X_c|} \quad (3.64)$$

Onde Q_c é a potência reativa do tipo capacitiva trifásica, $|V_c|$ é o módulo da tensão aplicada no sistema e $|X_c|$ é a impedância do cabo.

Esta corrente Q_c é a que terá de ser compensada no barramento *onshore*, pela injeção de corrente reativa do tipo indutiva.

O cabo submarino terá de suportar a corrente reativa gerada ao longo do mesmo, pois esta só será compensada após a linha de transmissão.

3.2.2.2. Transmissão de energia ao longo da linha com compensação da potência reativa nos dois barramentos e com ajuste fixo.

A transmissão de energia ao longo da linha é compensado nas duas extremidades dos barramentos, sem ajuste das bobinas de compensação (compensação fixa nas duas extremidades dos barramentos). A

potência reativa é compensada, injetando potência reativa do tipo indutiva (bobinas) nas duas extremidades dos barramentos da linha de transmissão. Estas bobinas apresentam sempre o mesmo valor, para o mesmo valor de tensão.

A gestão da compensação da potência reativa que flui ao longo do cabo submarino, é feita através da introdução de bobinas indutivas nos barramentos das extremidades dos cabos submarinos. O valor destas bobinas será calculado para compensar a totalidade da potência reativa gerada pelo cabo, quando este está a transmitir potência ativa com valor nominal. A figura 3.15 apresenta um exemplo de uma linha de transmissão com compensação da potência reativa nas duas extremidades dos barramentos.

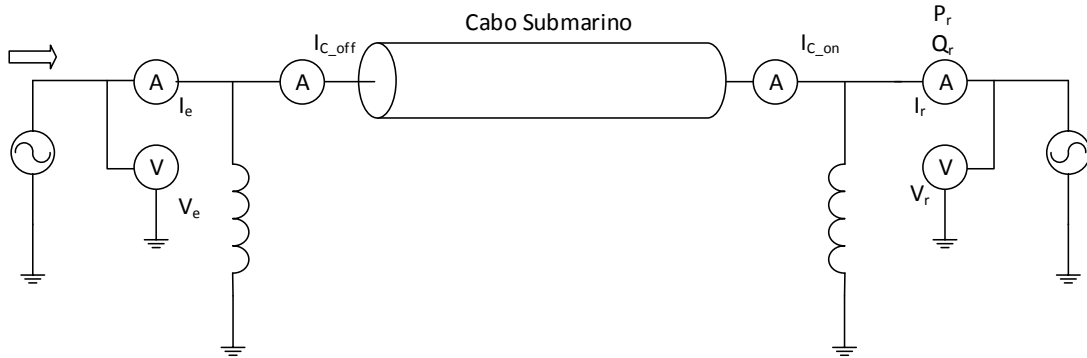


Figura 3.15: Diagrama de um cabo submarino com compensação reativa nos dois barramentos, com bobinas de valor fixo.

Este tipo de compensação da potência reativa reduz significativamente a diferença de potencial na linha. Da mesma forma, com este tipo de compensação de potência reativa, as perdas de potência ativa são reduzidas.

É preciso ter em conta que a corrente reativa indutiva injetada no barramento *offshore* absorve 50% da corrente reativa capacitiva gerada ao longo do cabo submarino, sendo a outra metade absorvida pela corrente reativa indutiva injetada no barramento *onshore*. Estas correntes reativas indutivas absorvem toda a corrente reativa, baixando assim as perdas na condução.

O valor da corrente reativa indutiva injetada nas extremidades do cabo submarino é que anula a potência reativa capacitiva, pode ser estimada de acordo com a equação 3.65.

$$Q_L = 3 \cdot |I_L|^2 \cdot |X_L| \quad (3.65)$$

$$I_L = \frac{S}{3 \cdot V_{ef}} \quad (3.66)$$

Onde Q_L é a potência reativa indutiva trifásica, $|I_L|$ é a corrente que flui através da bobina, $|X_L|$ é impedância indutiva, P é a potência transmitida pela linha de transmissão e V_{ef} é a tensão nominal por fase.

3.2.2.3. Transmissão de energia ao longo da linha com compensação da potência reativa nos dois barramentos e com ajuste dinâmico.

A transmissão de energia ao longo da linha é compensada nas duas extremidades dos barramentos. Porém, as bobinas possuem ajuste de compensação dinâmica nas duas extremidades dos barramentos.

Tal como no caso anterior, a gestão da potência reativa é feita pela introdução de duas bobinas nas extremidades dos barramentos da linha de transmissão. No entanto, neste caso o ajuste é dinâmico, ou seja, a corrente reativa indutiva injetada na linha de transmissão, depende da quantidade de potência ativa transmitida pela mesma e é ajustado de forma a obter o mesmo valor de corrente nas duas extremidades dos barramentos da linha de transmissão. Aqui, o ajuste da bobinas depende do valor de tensão que está a ser utilizado, ao contrário do que acontece na situação anterior, em que as bobinas têm o valor fixo necessário para compensar a potência reativa quando esta está a ser transmitida com um valor de tensão nominal.

A figura 3.16 apresenta um exemplo de uma linha de transmissão com compensação da potência reativa nas duas extremidades dos barramentos com ajuste dinâmico.

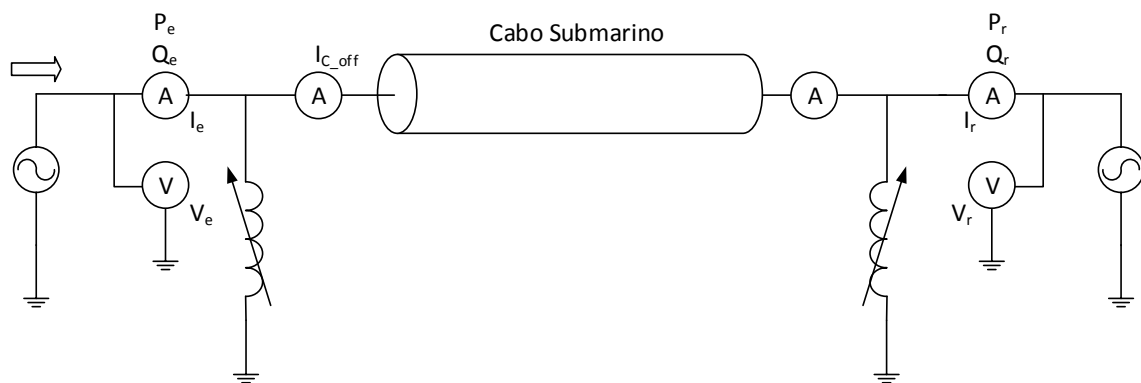


Figura 3.16: Diagrama de um cabo submarino com compensação reativa nos dois barramentos, com bobinas variáveis.

As bobinas com valor fixo (caso anterior) colocadas nas extremidades dos barramentos, estão feitas para fazer a gestão da potência reativa de um modo otimizado, para uma potência ativa nominal. Em casos onde a potência ativa transmitida está perto do valor nominal, os dois tipos de compensação de potência reativa, com ajuste dinâmico e com valor fixo das bobinas, apresentam o resultados do mesmo tipo.

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Capítulo 4 – Estudo teórico de sistemas de transmissão de energia de um parque eólico *offshore* em HVAC

Neste capítulo será realizado, em primeiro lugar, um estudo pormenorizado de um sistema de transmissão HVAC, de modo a que se compreenda melhor a evolução do sistema, a sua compensação reativa e as suas limitações em termos técnicos. Posteriormente, realizar-se-á um estudo ao sistema de transmissão HVAC, introduzindo várias configurações de sistema, observando as suas limitações e o funcionamento, desses sistemas, para outros níveis de carga.

4.1. Caso de estudo

Este estudo foi realizado com o intuito de esclarecer questões relacionadas com a evolução de sistema de transmissão de energia em HVAC, ao longo do comprimento de um cabo submarino, com tensão de 150 kV, capaz de transmitir 150 MW de potência, através de uma linha de transmissão até 200 km.

As especificações do cabo estão presentes na seguinte tabela:

Tabela 4.1: Parâmetros do cabo trifásico de 150 kV utilizado na simulação [22].

Indutância [mH/km]	Capacidade [μF/km]	Corrente Nominal [A]	Secção do cabo [mm ²]	Temperatura máxima de operação [°C]
0,36	0,23	825	1000	90

Com este cabo, foi realizada a simulação da evolução da corrente e trânsito de potência, ao longo de 200 km da linha de transmissão, sendo que, a potência transmitida possui valor nominal e fator de potência unitário.

Para este estudo, fixou-se a tensão e a corrente do lado da emissão (*offshore*) de forma a ser possível efetuar-se o cálculo da tensão e corrente do lado da receção (*onshore*), bem como as perdas de sistema.

As simulações foram realizadas recorrendo à ferramenta *MatLab*. Foi criado um código, com um ciclo, que permitisse incrementar automaticamente os quilómetros do cabo submarino, aumentando o comprimento do cabo em cada passo do ciclo, até atingir a extensão máxima do cabo de 200 km (Anexo D).

Em primeiro lugar, é preciso ter em conta as perdas de potência no transformador da subestação *offshore*. O transformador em carga completa, apresenta perdas de 0,15% da potência nominal e perdas de 0,017% caso este esteja sem carga [18]. As perdas para o transformador da subestação *onshore* são as mesmas. Estas perdas não estão relacionadas com o comprimento do cabo, uma vez que, são perdas internas do transformador.

O valor da tensão V_e é um valor do parâmetro de sistema, ou seja, 150 kV. No entanto, o valor da corrente terá de ser calculado recorrendo à equação 4.1.

$$S_e = 3 \times V_e \times I_e \quad (4.1)$$

Capítulo 4 – Estudo teórico de sistemas de transmissão de energia de um parque eólico *offshore* em HVAC

Na equação anterior, S_e representa a potência aparente, V_e representa a tensão e I_e representa a corrente na emissão.

Como o fator de potência é unitário, o parque eólico não gera qualquer tipo de potência reativa e a equação anterior pode ser reescrita na equação (4.2).

$$P_e = 3 \times V_e \times I_e \quad (4.2)$$

Onde P_e representa a potência ativa na emissão.

Com os valores de tensão (V_e) e corrente (I_e) do lado emissor calculados, será possível determinar a tensão (V_r) e a corrente (I_r) do lado recetor, recorrendo à equação 3.16 e às equações 3.41 a 3.43 do capítulo anterior.

Finalmente, com os valores de V_r e I_r calculados, será possível obter os valores de potência ativa (P_r) e reativa (Q_r) na receção. Estes valores são obtidos recorrendo à equação 4.3, onde a parte real de S_r é a potência ativa (P_r) e a parte imaginária é a potência reativa (Q_r).

$$S_r = 3 \times V_r \times I_r^* \quad (4.3)$$

Sendo S_r a potência aparente, V_r e I_r^* a tensão e a corrente na receção, respetivamente.

Com o aumento da corrente reativa que flui através da linha, o limite de corrente do cabo tem de ser tido em consideração. Se a corrente ativa necessária para transmitir a potência nominal do parque eólico estiver perto da corrente nominal do cabo ou se o cabo de transmissão for muito longo, é possível que, sem a compensação adequada, o cabo não seja capaz de transmitir toda a potência que se pretende.

A figura 4.1 representa a evolução da corrente I_r para vários comprimentos de cabo submarino, cabo este que possui os parâmetros apresentados na tabela 4.1, para se obter esta figura recorreu-se à equação (3.37).

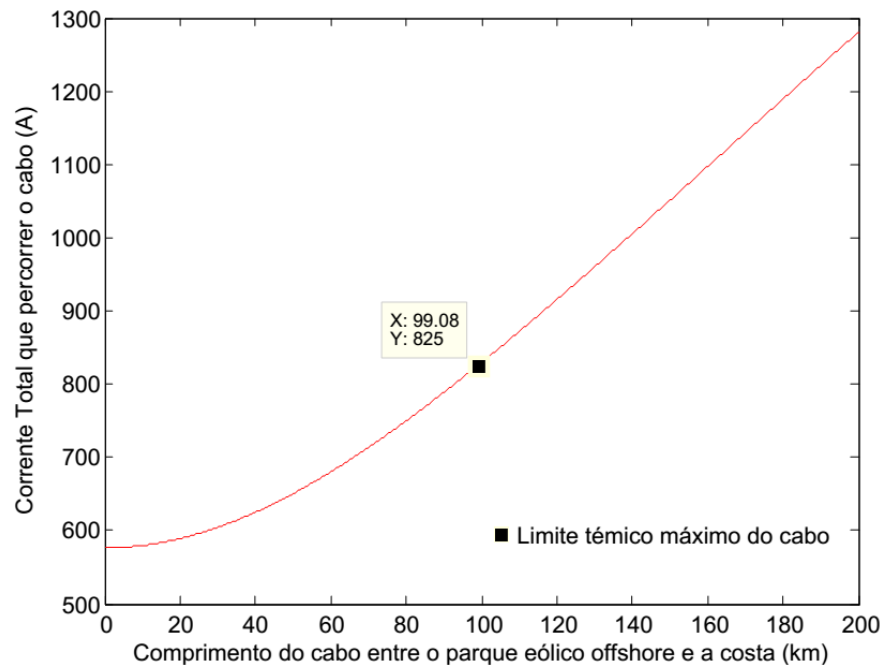


Figura 4.1: Corrente máxima permitida pelo cabo submarino dependendo do comprimento do cabo sem compensação.

Como é possível observar, o valor de corrente (I_r) vai aumentando, à medida que o comprimento do cabo aumenta. Esta situação acontece porque o cabo submarino comporta-se como um elemento capacitivo.

Sem a gestão adequada de potência reativa, não é possível transmitir a potência nominal com o cabo utilizado neste estudo, para a distância de 200 km, pois o limite da corrente nominal do cabo foi ultrapassado.

Observando a figura anterior, pode-se verificar que apenas é possível transmitir a potência nominal até aos 99,08 km. A partir deste comprimento o cabo irá sobreaquecer, o que causará danos irreversíveis no mesmo.

É possível transmitir a potência nominal para comprimentos de cabo superiores. Para isso, será necessário efetuar a compensação da potência reativa nas duas extremidades do cabo, sendo essencial saber qual é o valor de potência reativa a compensar.

Na figura 4.2 está representada a evolução da potência reativa ao longo da linha de transmissão, sem recurso à compensação da mesma e a distância à qual se pode efetuar a transmissão. Para obter esta equação recorreu-se à equação (4.3).

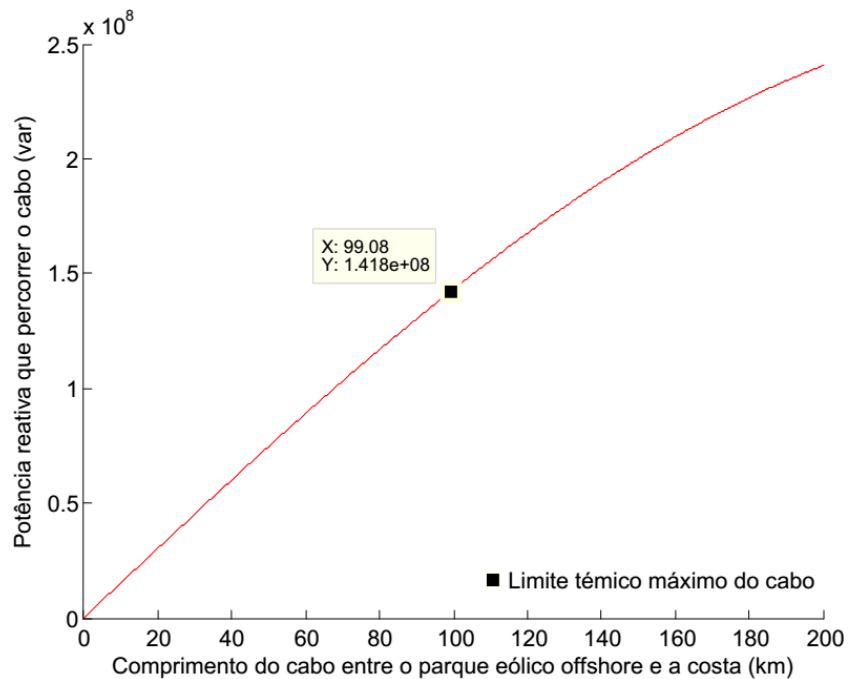


Figura 4.2: Evolução da potência reativa ao longo da linha de transmissão, sem recurso a compensação.

Observando a figura anterior, verifica-se que a potência reativa gerada pelo cabo é de 141,8 Mvar para a distância máxima de transmissão. Este é o valor de potência reativa que será compensado pelas bobinas, que serão colocadas nas extremidades na linha de transmissão.

Com a introdução das bobinas de compensação nas extremidades da linha de transmissão, cada uma irá compensar metade da potência reativa gerada pelo cabo, diminuindo assim a corrente total que flui através do cabo e aumentando o comprimento da linha.

A corrente reativa gerada é do tipo capacitivo, uma vez que o cabo comporta-se como um elemento capacitivo, como é possível observar na figura 4.3. Para executar esta figura recorreu-se à parte imaginária da equação (3.37).

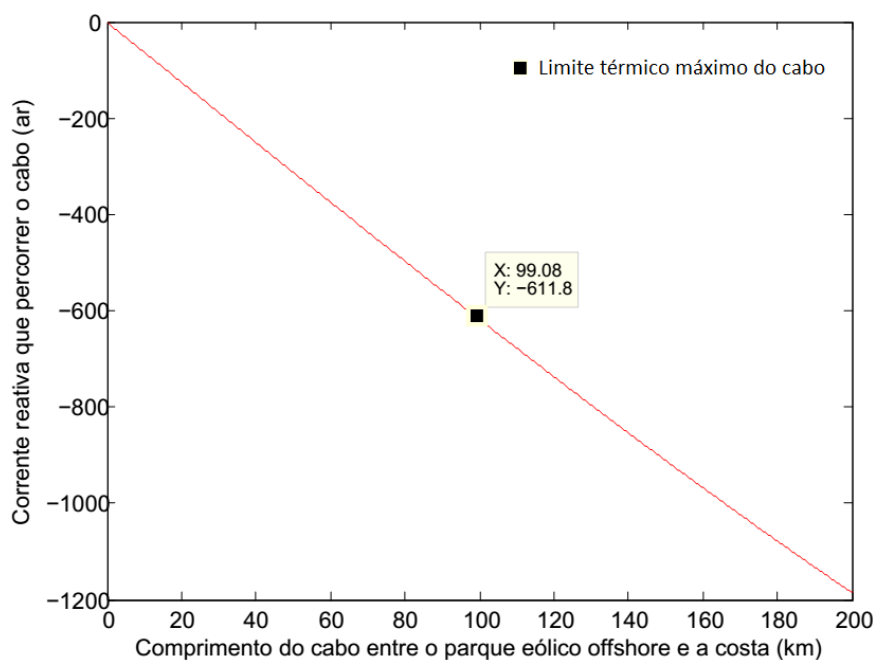


Figura 4.3: Representação do valor de corrente reativa gerada pelo cabo ao longo da linha de transmissão.

Para que se possa compreender a importância da compensação, foi efetuado a comparação entre a utilização de uma linha de transmissão com compensação e sem compensação, obtendo-se o seguinte resultado:

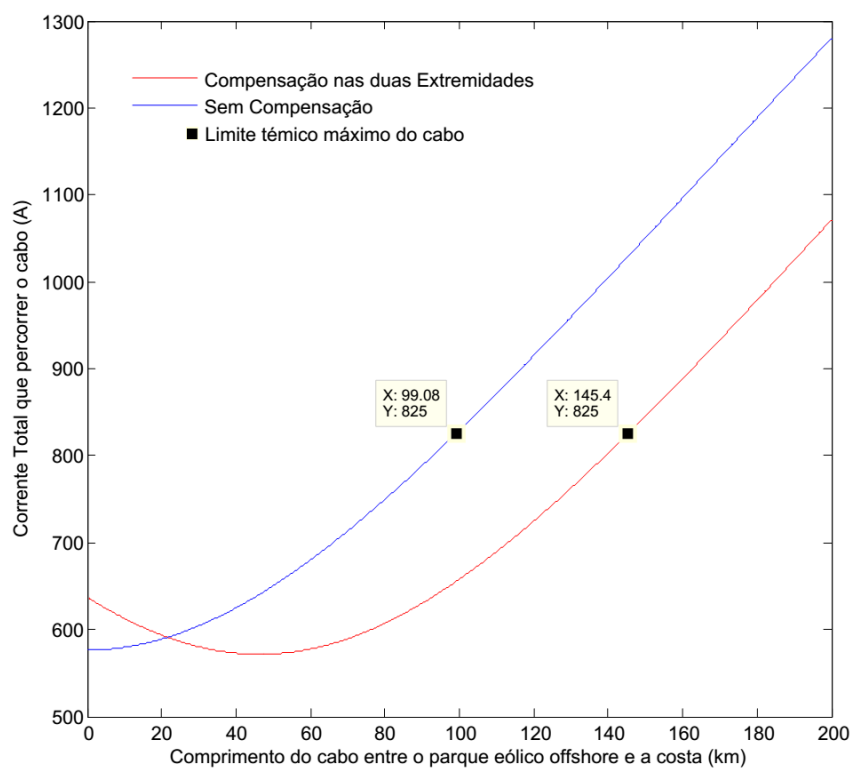


Figura 4.4: Corrente máxima permitida pelo cabo submarino dependendo do comprimento do cabo, com compensação e sem compensação.

Pela observação da figura 4.4, verifica-se que é possível efetuar a transmissão de potência nominal para um comprimento de linha superior a 99,08 km. Esta situação acontece, após a compensação da potência reativa nas duas extremidades do cabo, permitindo chegar a um comprimento máximo de 145,4 km de linha.

De igual forma, comparou-se os efeitos da potência reativa na receção, após se efetuar a compensação reativa na linha de transmissão.

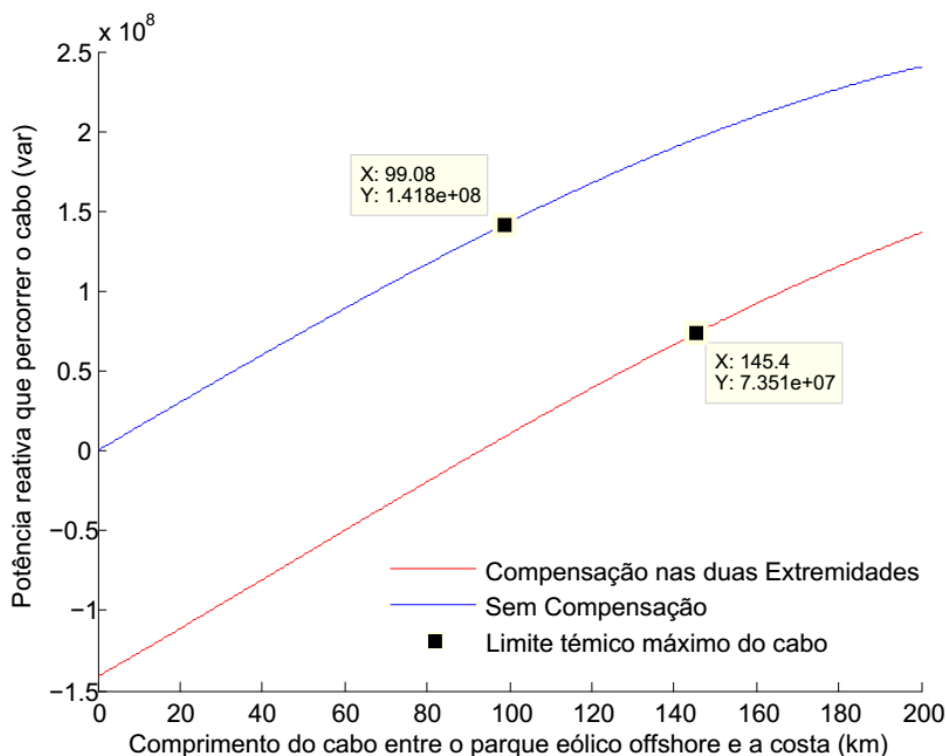


Figura 4.5: Potência reativa ao longo da linha de transmissão com recurso à compensação e sem compensação.

Verifica-se que efetuando a compensação da potência reativa nas extremidades da linha de transmissão, o seu valor na receção será inferior, relativamente a uma transmissão sem compensação.

4.2. Aplicação aos sistemas de transmissão de energia

4.2.1. HVAC

Para representar um sistema de transmissão de energia HVAC, foi utilizado o modelo de Linha Exato. Este é constituído pelas equações que descrevem a propagação de ondas eletromagnéticas, em função das correntes e tensões nas extremidades do cabo (secção 3.1.1). Estas equações podem ser definidas por funções hiperbólicas, que descrevem o comportamento do cabo de acordo com os parâmetros que o definem (resistência, capacidade, indutância).

As equações podem ser descritas sob forma matricial recorrendo às equações (3.16, 3.41, 3.42 e 3.43) e demonstram a relação entre as correntes e tensões nas extremidades do cabo (emissão e receção).

Para o estudo da transmissão HVAC, foram realizados ensaios a diferentes cabos com diferentes níveis de tensão. Os dados técnicos de cada cabo estão presentes na tabela 4.2.

Tabela 4.2 Dados técnicos dos cabos utilizados nos ensaios na transmissão de energia em HVAC [22].

	Tensão do Cabo [kV]		
	132	150	220
Corrente Nominal do cabo [A]	825	825	825
Temperatura máxima de operação [°C]	90	90	90
Secção do cabo [mm²]	1000	1000	1000
Capacidade do cabo [F/km]	0,25	0,23	0,19
Indutância [mH/km]	0,35	0,36	0,38

4.2.1.1. Cálculo de parâmetros necessários ao estudo da linha de transmissão

Os cabos da tabela 4.2, apresentam uma corrente nominal máxima, ou seja, apresentam uma capacidade de transmissão limitada a esta corrente. Se os parques eólicos *offshore* transmitirem a uma potência nominal muito elevada, um cabo poderá não ser suficiente para transmitir toda a potência, sendo necessário colocar vários cabos em paralelo, para garantir a transmissão de toda a potência.

É com base no valor da potência a transmitir por cada cabo, que se define a quantidade de cabos necessários na transmissão de energia de um parque eólico. No caso em estudo, por ser um sistema trifásico e, tendo em conta as características do cabo presentes na tabela 4.2, podemos calcular o número de cabos necessários na transmissão de energia, recorrendo à equação seguinte:

$$S = \sqrt{3} \times U \times I \quad (4.4)$$

Em que, S é a Potência instalada no parque eólico (MVA), U é a tensão do sistema de transmissão (V) e I é a corrente que percorre o cabo (A).

Na tabela 4.3 estão descritos o número de cabos necessários na transmissão de energia, para vários parques eólicos, com várias potências instaladas e com diferentes níveis de tensão e corrente.

Tabela 4.3 Número de cabos necessários para transmitir toda a potência instalada em parques eólicos *offshore*.

Tensão do Cabo [kV]	Potência nominal instalada no parque eólico [MW]					
	150	200	300	400	500	600
132	1	2	2	3	3	4
150	1	1	2	2	3	3
220	1	1	1	2	2	2

Capítulo 4 – Estudo teórico de sistemas de transmissão de energia de um parque eólico *offshore* em HVAC

A distância entre o parque eólico *offshore* e a costa também têm influência no número de cabos a utilizar. Se um parque eólico estiver demasiado longe da costa, é motivo suficiente para a utilização de mais do que um cabo em paralelo, de modo a possibilitar a transmissão. Esta opção não é, por isso, a melhor, uma vez que acarreta custos mais elevados. Desta forma, será mais económico escolher um cabo que seja capaz de fazer a transmissão de toda a energia.

4.2.1.2. Estudo e comportamento do sistema de transmissão de energia

Neste subcapítulo será apresentado o estudo e comportamento do sistema de transmissão de energia de um parque eólico *offshore* em HVAC. Para o fazer, serão descritos aspetos relativos ao trânsito de potências, o seu impacto nos níveis de tensão do sistema eólico *offshore* e no barramento de interligação com a rede de distribuição.

Para efeitos de estudo, serão realizadas simulações para diferentes parques eólicos *offshore* com diferentes potências instaladas (150, 200, 300MW). Estes parques eólicos, farão a ligação à subestação costeira por meio de cabos submarinos HVAC com diferentes níveis de tensão (150 e 220kV).

Na tabela 4.4, são apresentados os resultados relativos ao balanço de potência reativa injetada pelo cabo ao longo do sistema de transmissão HVAC, para as potências instaladas e níveis de tensão, referidos anteriormente. Estes resultados também são relativos a diferentes distâncias do barramento da subestação *offshore*, com o barramento da subestação de interligação do sistema *offshore* com a rede de distribuição.

Tabela 4.4 Valores de potência reativa injetados pelo cabo HVAC no barramento da subestação *onshore*.

Tensão do cabo [kV]	Potência instalada [MW]	Distância à costa [km]							
		10	20	40	60	80	100	150	200
150	150	15,10	30,20	59,90	88,88	116,70	143	199,80	240,50
150	200	14,22	28,40	56,43	83,73	109,90	134,70	188,30	226,50
150	300	30,20	60,40	119,80	177,76	233,40	286	399,60	481
220	150	28,28	56,48	112,30	166,90	219,50	269,70	380,50	464,30
220	200	27,85	55,62	110,60	164,30	216,20	265,60	374,70	457,30
220	300	26,62	53,17	105,70	157,10	206,70	253,90	358,20	437,10

Os resultados da tabela anterior são agora dispostos na figura 4.6, para melhor compreender a evolução da potência reativa gerada pelo cabo ao longo do sistema de transmissão.

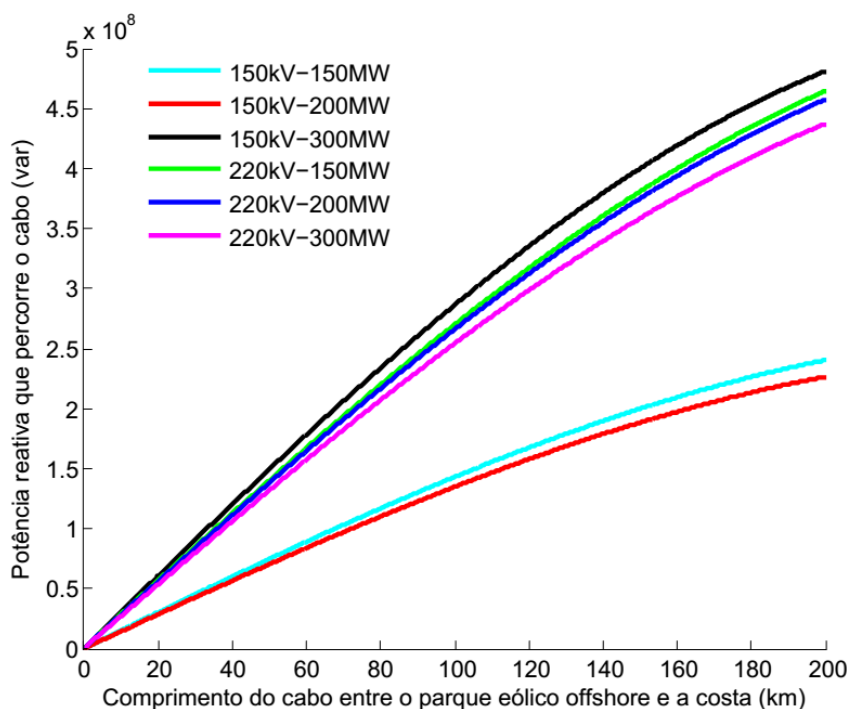


Figura 4.6: Evolução da potência reativa gerada pelo cabo ao longo do sistema de transmissão.

Observando a figura anterior, é possível verificar que existe um aumento de geração de potência reativa no cabo, que é influenciado pelos seguintes fatores:

- **Número de cabos** - A influência do número de cabos pode ser observado no caso da transmissão de 300 MW para 150 kV e para 220 kV. Para transmitir esta potência para uma tensão de 150 kV, são necessários dois cabos, existindo maior geração de potência reativa, ao contrário do que acontece para 220 kV que apenas necessita de um cabo gerando por isso menor potência reativa.
- **Potência a transmitir** - A influência da potência a transmitir pode ser observada comparando as transmissões de 150 MW e 200 MW, recorrendo a uma tensão de 150 kV. É possível verificar que com o aumento da potência a transmitir, existe uma redução da potência reativa injetada na receção (lado *onshore*).
- **Tensão dos cabos** - A influência da tensão dos cabos é também um fator fundamental para sistemas com igual valor de potência instalada. Esta influência pode ser verificada, por exemplo, quando se transmite uma potência de 150 MW, para as tensões de 150 kV e 220 kV. Quando se transmite 150 MW com uma tensão de 220 kV, verifica-se que existe uma maior geração de potência reativa, relativamente a uma transmissão com uma tensão a 150 kV. Este resultado é de se esperar, pois a geração de potência reativa está dependente da tensão. Logo, se a tensão do sistema for elevada, existirá um aumento da potência reativa gerada pelo cabo.

Existe ainda outra conclusão que se pode retirar acerca da evolução das perdas. De acordo com a equação 3.16, as perdas têm evolução exponencial, pois o valor da corrente e tensão na receção estão relacionados com a corrente e tensão na emissão, através dos senos e cossenos hiperbólicos, presentes nessa equação.

Para as simulações realizadas, também foi possível perceber que os sistemas estão limitados às correntes nominais dos cabos. Este problema acontece, porque para transmitir grandes quantidades de potência com os cabos utilizados, serão necessárias correntes com valores elevados. Como nas transmissões de energia em HVAC se produz elevadas quantidades de corrente reativa, devido às características capacitivas do cabo HVAC, as correntes nominais dos cabos podem ser atingidas antes de se chegar à extremidade do cabo.

Foram efetuadas várias simulações, que se encontram representadas na figura 4.7. Este mostra a evolução das correntes na receção ao longo do cabo e os limites dos comprimentos de cabo, para os valores de corrente nominal.

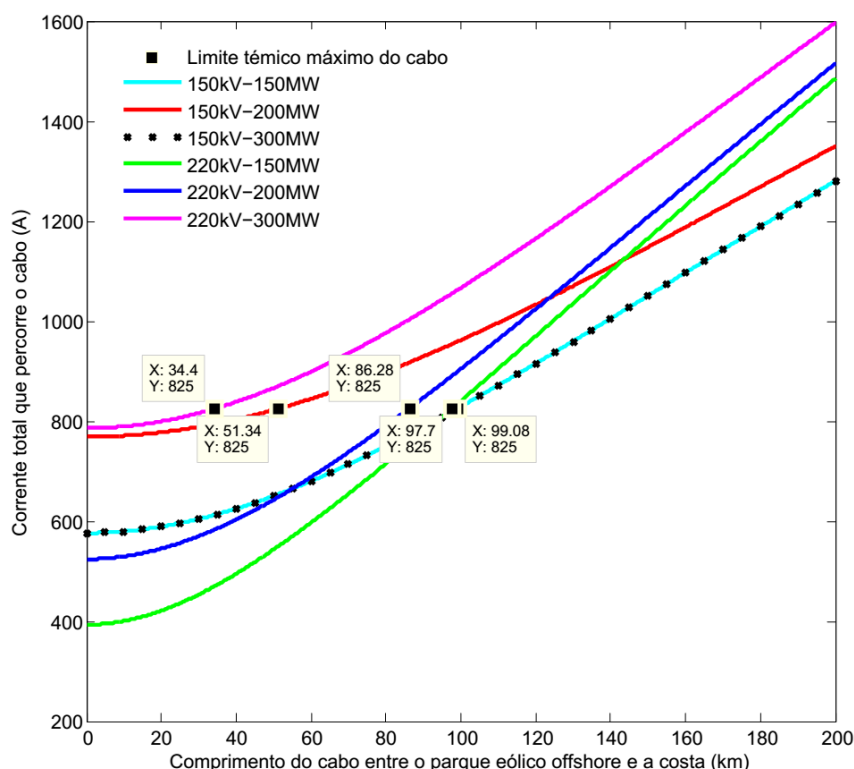


Figura 4.7: Evolução das correntes na receção ao longo do cabo e limites dos comprimentos de cabo para os valores de corrente nominal.

Analisando os resultados das simulações é possível concluir que, em geral, para a mesma potência instalada no parque eólico, quanto maior for a tensão, menor será a corrente que atravessa o cabo, isto porque a maior parte das perdas é por efeito de joule e, assim, proporcional ao quadrado da corrente. Desta observação conclui-se que, quanto maior a tensão do sistema, menores as perdas.

Ainda para parques com a mesma potência instalada, por exemplo 150 MW com tensão 220 kV, o valor da corrente nominal é atingido mais rapidamente do que para um parque com a mesma potência e com tensão 150 kV. Esta situação acontece, uma vez que para sistemas com tensões mais elevadas, existe maior geração de potência reativa e, assim, a sua corrente aumenta mais rapidamente com a distância e, por isso, as perdas também aumentam mais rapidamente.

Sabendo que a corrente nominal dos cabos utilizados nas simulações é 825 A (tabela 4.2) e, que este é um fator limitativo em termos do comprimento do cabo, é possível retirar o valor da distância máxima

Capítulo 4 – Estudo teórico de sistemas de transmissão de energia de um parque eólico *offshore* em HVAC

a que se pode colocar a subestação *offshore* relativamente à subestação costeira. Os valores de distância máxima entre subestações estão descritos na tabela 4.5 e dizem respeito a sistemas de transmissão de energia em HVAC, sem compensação do lado *offshore*.

Tabela 4.5: Distância máxima entre subestações.

	Características dos Parques Eólicos <i>Offshore</i>					
	150kV- 150MW	150kV- 200MW	150kV- 300MW	220kV- 150MW	220kV- 200MW	220kV- 300MW
Distância máxima (km)	99,08	51,34	99,08 (usando dois cabos)	97,70	86,28	34,40

O maior problema dos sistemas de transmissão *offshore* em HVAC é a potência reativa, uma vez que esta é afetada pela corrente reativa gerada pelo cabo submarino. Para poder aumentar o comprimento do cabo da linha de transmissão e, consequentemente, a distância entre as subestações *offshore* e *onshore*, é necessário baixar o valor de potência reativa gerada no cabo. Para o fazer, é preciso adaptar os valores de corrente reativa criada pelo cabo, ao longo da linha de transmissão.

A este processo dá-se o nome de compensação de potência reativa que, neste caso, é feita nos dois barramentos (*onshore* e *offshore*). Neste processo são introduzidas duas bobinas em paralelo, uma de cada lado do barramento do sistema, absorvendo a potência reativa gerada pelo cabo. Cada bobina de compensação absorverá metade da potência reativa gerada no cabo.

É necessário ter em conta, que a quantidade de potência reativa que será absorvida pelas bobinas, aumenta com o comprimento do cabo, o número de cabos utilizados e a tensão do sistema.

Os valores potência reativa gerados pelo cabo, ao longo da linha de transmissão sem compensação *offshore* e, após a aplicação da compensação de potência reativa para o sistema de 200 MW a 150kV, podem ser observados na figura 4.8.

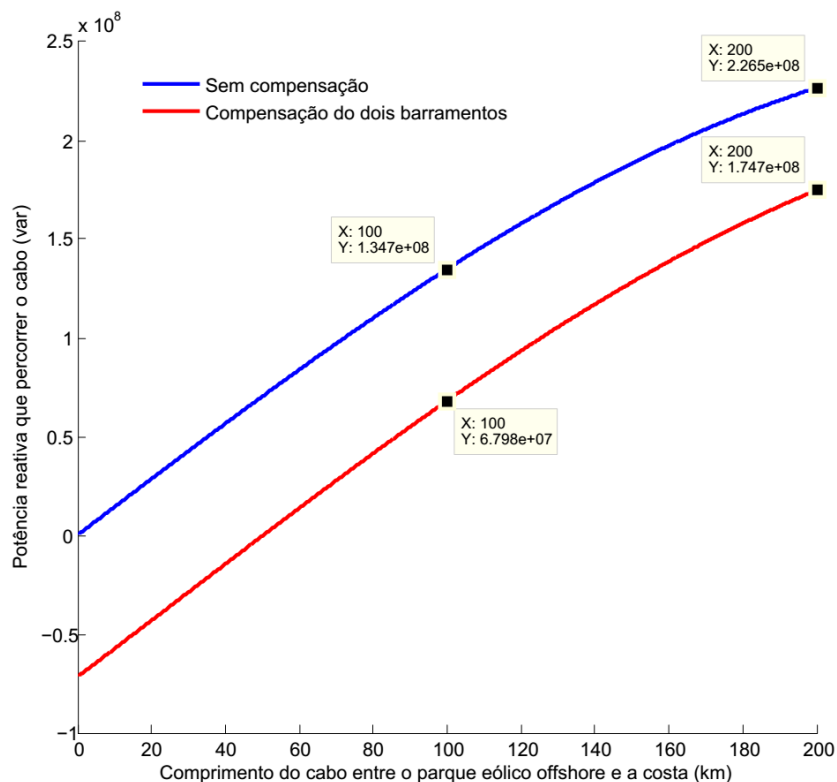


Figura 4.8: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 200MW a 150 kV.

Observando a figura anterior, verifica-se que a potência reativa produzida no cabo apresenta uma evolução praticamente linear ao longo do comprimento do cabo, ou seja, quando o cabo dobra o seu comprimento, a potência reativa gerada também dobra o seu valor.

Mais resultados das simulações podem ser encontrados no (Anexo II) para outros sistemas.

Após a aplicação da compensação de potência reativa, os valores da mesma vão baixar (figura 4.8), possibilitando assim a extensão do cabo submarino que liga as duas subestações, por mais alguns quilómetros. Na figura 4.9 são apresentados os valores dos comprimentos dos cabos após a implementação da compensação de potência reativa, para os diferentes sistemas simulados.

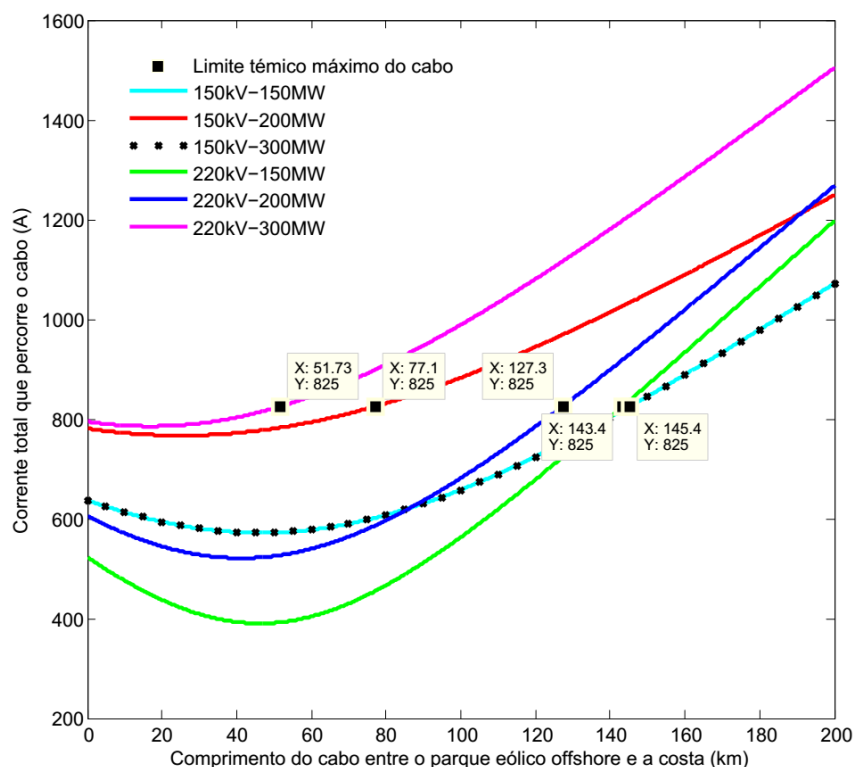


Figura 4.9: Valor dos comprimentos máximos do cabo após a implementação da compensação de potência reativa para os diferentes sistemas simulados.

Como é possível observar na figura anterior, devido à compensação de potência reativa, os valores das correntes nominais dos cabos utilizados, serão atingidos para distâncias superiores entre subestações.

Mais resultados de simulações, com cabos de 220 kV, aplicados a parques eólicos com outras potências, podem ser encontrados no (Anexo III).

Para melhor compreender os efeitos da aplicação da compensação de potência reativa, nos sistemas de transmissão *offshore* em HVAC, serão colocados na tabela 4.6 os valores das distâncias máximas entre subestações com e sem recurso à compensação reativa, assim como a percentagem de aumento que aqui existe.

Tabela 4.6: Valores das distâncias máximas entre subestações com e sem recurso à compensação reativa.

	Características dos Parques Eólicos <i>Offshore</i>					
	150kV-150MW	150kV-200MW	150kV-300MW	220kV-150MW	220kV-200MW	220kV-300MW
Distância máxima sem compensação (km)	99,08	51,34	99,08 (2 cabos)	97,70	86,28	34,40
Distância máxima com compensação (km)	145,40	77,10	145,4 (2 cabos)	143,40	127,30	51,73
Percentagem de aumento (%)	46,75	50,17	46,75 (2 cabos)	46,78	47,54	50,38

Capítulo 4 – Estudo teórico de sistemas de transmissão de energia de um parque eólico *offshore* em HVAC

Como é possível observar na tabela 4.6, com o recurso à compensação reativa de potência, será possível aumentar o comprimento do cabo da linha de transmissão em aproximadamente 48%. Isto acontece por existir uma diminuição da potência reativa gerada.

Nos sistemas de transmissão em HVAC, existem outros fatores limitativos, ao nível do cabo, como a variação da tensão entre a receção e a emissão deve ser inferior a 10% e a variação da fase não deve exceder os 30° (secção 2.1).

Em seguida, é feita a análise e avaliação destas limitações de forma a comprovar se estes limites são relativos ou absolutos, comparativamente ao limite da corrente nominal.

Na figura 4.10 é apresentado a variação de tensão entre a emissão e a receção de todas simulações dos sistemas de transmissão em HVAC, já com a aplicação da compensação de potência reativa.

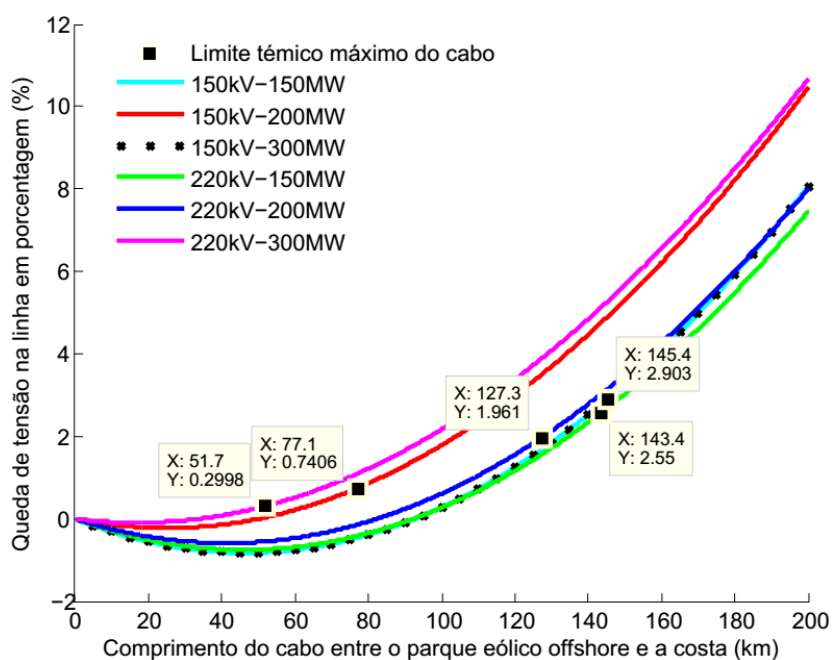


Figura 4.10: Variação da tensão entre a emissão e a receção em percentagem.

Analisando a figura anterior, é possível observar que os limites da corrente nominal são atingidos em primeiro lugar, o que quer dizer que a variação de tensão entre a emissão e a receção é inferior a 10%, sendo este um limite relativo.

Em termos de variação de fase, os resultados estão expostos na figura 4.11.

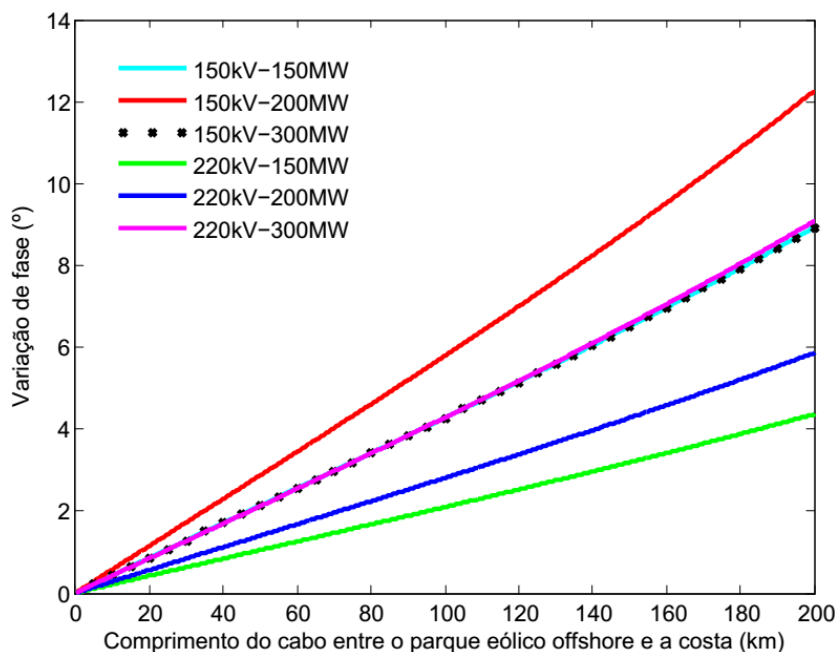


Figura 4.11: Variação de fase entre a emissão e a recepção em percentagem.

Como é possível observar nesta figura, a variação de fase nunca chega a atingir os 30°, querendo isto dizer, que este também é um limite relativo do cabo HVAC.

Observando as figuras 4.10 e 4.11, da variação de tensão e da variação de fase, respetivamente, é possível confirmar que estas limitações são atingidas para valores de comprimento de cabo superiores ao da limitação da corrente nominal, querendo isto comprovar que, o único limite do cabo a ter em conta para sistemas de transmissão em HVAC, para aplicações *offshore*, é o limite da corrente nominal não ser ultrapassado.

Os parques eólicos não estão sempre em funcionamento para a potência nominal instalada. Esta situação acontece porque a velocidade do vento não é constante, nem está sempre à velocidade ótima de funcionamento. Posto isto, será feita a comparação para vários regimes de funcionamento do parque eólico: para carga total, para 75% da carga e para 50% da carga.

Na figura 4.12 estão expostos os comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 150 MW a 150kV, para os seguintes regimes de funcionamento: carga total, 75% da carga e 50% da carga, com e sem recurso a compensação de potência reativa.

Mais simulações de parques eólicos, para diferentes regimes de funcionamento, podem ser consultadas no (anexo IV).

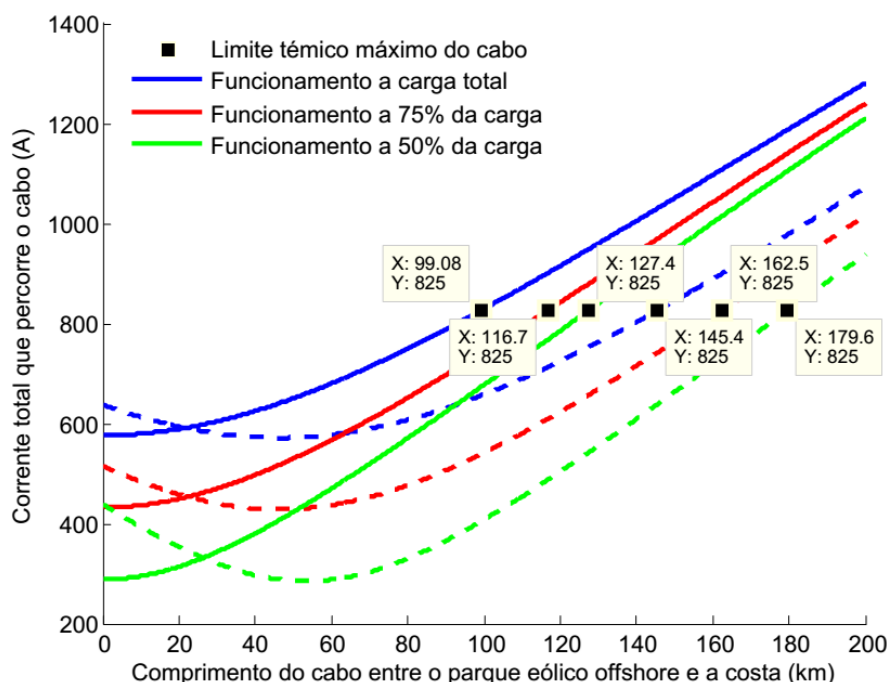


Figura 4.12: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 150 MW a 150kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.

Como era de esperar, quanto menor for a potência aplicada no parque, menor é a corrente que atravessa o cabo para a mesma tensão aplicada. Por este motivo, o valor da corrente nominal é atingido para um comprimento de cabo superior. Estes resultados têm o mesmo comportamento para sistemas de transmissão com e sem compensação de potência reativa.

Nas tabelas 4.7 e 4.8 estão dispostos os valores dos comprimentos máximos que os cabos podem ter, para os vários sistemas e regimes de funcionamento, tanto para sistemas sem compensação, como para sistemas com compensação de potência reativa.

Tabela 4.7: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir sem recurso à compensação reativa, para regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.

Parque eólico simulado		Regime de Funcionamento (%)		
Tensão Aplicada (kV)	Potência Instalada (MW)	50	75	100
150	150	127,40	116,70	99,08
	200	120,90	99,08	51,34
	300	127,40	116,70	99,08
220	150	107,40	103,50	97,70
	200	105	97,70	86,28
	300	97,70	78,39	34,40

Capítulo 4 – Estudo teórico de sistemas de transmissão de energia de um parque eólico *offshore* em HVAC

Tabela 4.8: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir com recurso à compensação reativa, para regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.

Parque eólico simulado		Regime de Funcionamento (%)		
Tensão Aplicada (kV)	Potência Instalada (MW)	50	75	100
150	150	179,60	162,50	145,40
	200	166,50	124,20	77,10
	300	179,60	162,50	145,40
220	150	155,30	149,10	143,40
	200	150,50	138,60	127,30
	300	135,10	95,41	51,73

4.3. Conclusões

No fim do capítulo é possível concluir que o cálculo dos parâmetros do cabo para transmissão em HVAC tornou-se um pouco mais complexo do que era esperado, devido à escassez de elementos bibliográficos acerca das características técnicas dos cabos HVAC submarinos. As principais razões desta escassez devem-se à especificidade do cabo em aplicações submarinas e à concorrência entre fabricantes de cabos.

Nas simulações feitas para cada tipo de parque eólico *offshore*, foram calculados os números de cabos necessários em cada instalação. Com estes cálculos, foi possível concluir que para sistemas de transmissão em HVAC, quanto menores forem as tensões dos sistemas, maiores serão as correntes que o atravessam.

Analisando o trânsito de potências, foi possível concluir que para sistemas de transmissão em HVAC, quanto maior for a distância à costa, maior será a geração de potência reativa no barramento *onshore*. Esta geração de potência reativa deve-se às características capacitivas do cabo e vai aumentando à medida que o comprimento do cabo aumenta.

Outro acontecimento que advém das características capacitivas do cabo é corrente reativa capacitiva criada pelo mesmo. É este fator que terá maior influência na limitação do comprimento do cabo utilizado nos sistemas de transmissão em HVAC, isto porque, a corrente que atravessa o cabo é limitada ao seu valor nominal. Como o valor da corrente reativa capacitiva vai aumentando, à medida que o comprimento do cabo aumenta, o limite máximo do comprimento de cabo a que é possível fazer a transmissão é atingido quando o valor da corrente total na receção do cabo é igual à corrente nominal do cabo.

No sentido de aumentar o comprimento do cabo utilizado nos sistemas de transmissão em HVAC recorreu-se à aplicação da compensação de potência reativa. Esta compensação tem por base a implementação de bobinas de compensação nos barramentos *onshore* e *offshore* e, permite reduzir a potência reativa gerada ao longo do cabo. Com a compensação de potência reativa, foi possível aumentar o comprimento do cabo da linha de transmissão em cerca de 48%.

Foi ainda possível comprovar que, as outras limitações existentes no cabo HVAC não irão afetar o comprimento do mesmo, isto porque, estes limites só serão atingidos para valores de comprimento de cabo muito superiores.

Capítulo 5 – Evolução económica dos sistemas de transmissão de energia dos parques eólicos *offshore*

No capítulo que se segue, será realizada a avaliação económica dos sistemas de transporte de energia entre a subestação *offshore* e a subestação *onshore*. No transporte de energia podem ser utilizadas três tecnologias: a HVAC, a HVDC-VSC e a HVDC-LCC.

Em primeiro lugar, será realizado o estudo económico das três tecnologias. Posteriormente, serão comparadas essas tecnologias em termos económicos. Finalmente, serão retiradas conclusões acerca de qual a melhor tecnologia para transmissões a curta e longa distância e qual a distância crítica (distância a partir da qual o transporte de energia em corrente contínua apresenta vantagem económica).

Os valores apresentados neste capítulo são apresentados em Euros. Todos os valores que foram encontrados noutras moedas foram convertidos para Euros utilizando a taxa de câmbio em vigor. Para além disso, os valores que foram encontrados referentes a anos anteriores, foram convertidos para os valores de 2014, utilizando a taxa de inflação em vigor.

5.1. Custos de Investimento dos sistemas de transmissão

5.1.1. HVAC

Os custos de investimento do sistema de transmissão HVAC que liga o parque eólico *offshore* com a rede de distribuição estão reduzidos aos seguintes componentes: plataforma *offshore*, custos da subestação, cabos submarinos AC e a sua instalação. Existe um componente extra, que é necessário utilizar nas transmissões HVAC: a compensação da potência reativa. Este componente é responsável pela absorção da potência reativa produzida pelo cabo, ao longo do seu comprimento. Os custos da compensação de potência reativa também terão de ser incluídos nos custos de investimento.

O levantamento dos dados para a conceção deste estudo resulta das informações retiradas dos seguintes projetos [17], [38], [39], [40], [41].

5.1.1.1. Plataforma *offshore*

A experiência na construção de parques eólicos *offshore* é limitada e as empresas responsáveis pela sua construção estão relutantes em fornecer os dados dos custos de construção das mesmas, uma vez que estes variam de situação para situação.

Existem alguns componentes extras que podem ser instalados nas plataformas *offshore*: um heliporto, plataforma para um barco e um gerador de emergência a *diesel* com o respetivo depósito. Estes componentes extras vão encarecer a plataforma *offshore*.

Os custos de construção de uma plataforma *offshore* estão dependentes da profundidade da água, do peso e do volume da plataforma. Para efeitos de estudo, os custos associados à plataforma *offshore* só terão em conta o volume da subestação, assim sendo é espetável que os custos da plataforma sejam em €/m³. De acordo com a ABB, os custos da plataforma *offshore* são cerca de 1000€/m³ [35].

Na tabela seguinte estão expostas plataformas *offshore* utilizadas em alguns parques eólicos *offshore*. Desta forma, é possível ter uma ideia do volume que estas plataformas apresentam para a potência instalada nas mesmas, bem como o respetivo custo.

Tabela 5.1: Custos das plataformas de acordo com o volume das mesmas.[17].

Parque eólico <i>offshore</i>	Potência Instalada (MW)	Volume da Plataforma (m ³)	Custo da Plataforma (M€)
Barrow	90	3450 (23x15x10m)	3,45
Prinses Amalia Windpark	120	4620 (20x11x21m)	4,62
Horns Rev 1	160	5852 (28x19x11m)	5,85
Sheringham Shoal 1	160	8638 (30,5x17,7x16m)	8,64
Nysted 1	166	10500 (28x15x25m)	10,50
Gunfleet Sands I + II	173	9000 (20x30x15m)	9
Gwynt y Mor	320	16200 (40x27x15m)	16,20
London Array Phase I	360	12650 (25x23x22m)	12,65
Anholt	400	17996 (43x27x15,5m)	18

Para outros valores de potência instalada em parques eólicos *offshore*, recorreu-se a uma linha de tendência, para obter os custos das plataformas offshore.

Na figura 5.1 está representada a linha de tendência dos custos das plataformas *offshore* utilizadas nos parques eólicos.

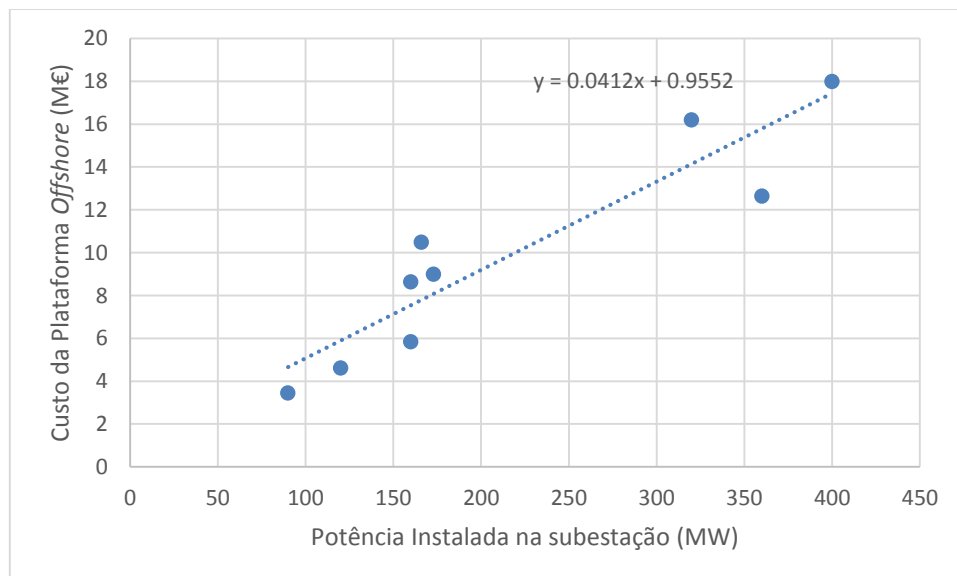


Figura 5.1: Obtenção da linha de tendência dos custos das plataformas *offshore* utilizadas nos parques eólicos.

A linha de tendência obtida na figura 5.1 apresenta a seguinte expressão matemática:

$$y = 0,0412x + 0,9552 \quad (5.1)$$

Onde y é o custo da plataforma *offshore* em M€ e x é a potência instalada no parque na subestação em MW.

5.1.1.2. Subestação

O custo das subestações está em grande parte relacionado com o equipamento necessário para transformar a tensão da rede dos parques eólicos para a tensão da linha de transmissão, e posteriormente, para a tensão da rede de distribuição. Este está dividido em duas partes (sem inclusão da compensação reativa):

- Transformador;
- Aparelhagem.

Existem ainda equipamentos adicionais presentes na subestação: o barramento e o equipamento de controlo e instrumentação.

Recorrendo aos dados disponíveis em *Entsoe* [42], é possível retirar os custos dos transformadores e aparelhagens, relativamente às potências e tensões instaladas num parque.

Para efeitos de estudo, foi realizada a média aritmética dos custos do material utilizado, para se obter resultados mais sintéticos e, posteriormente, foram convertidos para a taxa de inflação em vigor. Na tabela seguinte estão dispostos os valores dos intervalos de custo dos transformadores, relativamente à sua potência nominal, assim como os custos médios dos mesmos.

Tabela 5.2: Valores dos intervalos de custo dos transformadores, relativamente à sua potência nominal, assim como os custos médios dos mesmos [42].

Especificações	Custo (M€)	Custo médio (M€)*
90 MVA 132/11/11kV	0,80-1,50	1,18
180 MVA 132/33/33kV ou 132/11/11kV	1,15-2,07	1,65
240 MVA 132/33/33kV	1,40-2,30	1,89
120 MVA 275/33kV	1,40-1,84	1,66
240 MVA 275/132kV	1,73-2,30	2,06
240 MVA 400/132kV	2,07-2,53	2,35

*valores à taxa de inflação atual

Da mesma forma que estão dispostos os custos dos transformadores, na tabela 5.3 estão dispostos os custos da aparelhagem presentes na subestação. Estes custos estão dispostos por tensão do sistema.

Tabela 5.3: Custos da aparelhagem presentes na subestação [42].

Especificações	132 kV	275 kV	400 kV
Custo por subestação (M€)	1,26-1,61	3,34-3,68	4,37-4,72
Custo médio (M€)*	1,47	3,59	4,64

*valores à taxa de inflação atual

Devido à falta de informação mais pormenorizada de todo equipamento presente na subestação e aos seus custos associados, optou-se por outra abordagem para determinar os custos totais da subestação. Foi feito o levantamento dos custos de algumas subestações *offshore* e, posteriormente, realizada uma curva de tendência de acordo com a potência instalada nas mesmas.

Os custos e potências instadas nas subestações *offshore* estão presentes na tabela seguinte:

Tabela 5.4: Custos das subestações de acordo com a potência instada nas mesmas.

Nome do Projeto da subestação	Potência instalada (MVA)	Custo no ano da conclusão da construção (M€)	Custos (M€)*
Barrow – ABP [17]	90	12	12,19
Horns Ver [38]	160	12,87	13,10
Nysted [38]	165,60	13,32	13,56
Gunfleet Sands [17]	172,80	16 (Com plataforma offshore 25)	16,30 (Com plataforma offshore 25,48)
SEAWIND-Altener Project [40]	240	15	15,32
Electrical Collection and Transmisson Systems fo Offshore Wind Power Project [38]	500	30,19	30,73
SPEEDWIND – WP2 Report D2.2 [39]	600	19,70	20,13

*valores à taxa de inflação atual

Usando a lista de custos da tabela anterior, foi definida uma linha de tendência, que vai ser usada para calcular os custos das subestações em sistemas HVAC. Essa linha de tendência é apresentada na figura 5.2.

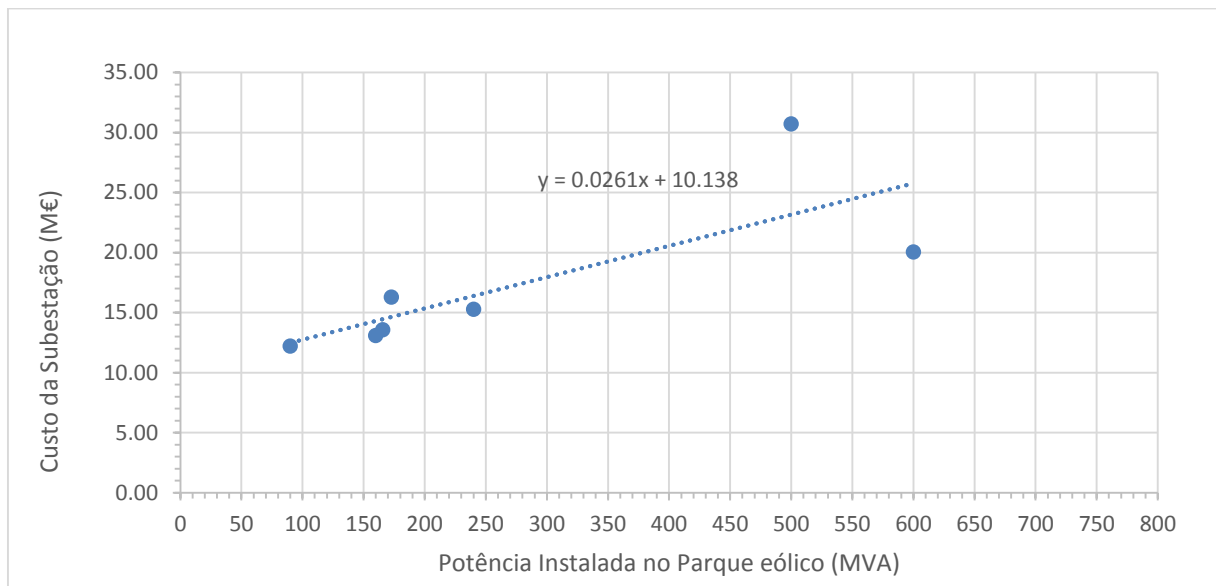


Figura 5.2: Obtenção da linha de tendência, para o calcular dos custos das subestações em sistemas HVAC.

A linha de tendência obtida na figura 5.2 apresenta a seguinte expressão matemática:

$$y = 0,0261x + 10,138 \quad (5.2)$$

Onde y é o custo total da subestação (incluído a instalação) em M€ e x é a potência instalada no parque eólico em MVA.

5.1.1.3. Custo do cabo

A escolha do tipo de cabo usado neste estudo reincidiu sobre os cabos de 3 condutores com isolamento XLPE (ou cabos 3-core XLPE). Estes cabos têm uma arquitetura complexa e suportam menos corrente, mas são mais robustos e evitam a compensação ao longo do cabo.

Na Europa existem três grandes fornecedores de cabos 3-core XLPE para aplicações submarinas: *ABB*, *Nexans* e a *Prysmian* (antiga *Pirelli*). Os preços diferem de companhia para companhia e de projeto para projeto. Devido à falta de informação acerca dos custos dos cabos praticados por estes fornecedores, foram utilizados os custos dos cabos presentes em *Entsoe e*, posteriormente, foi realizada a média aritmética dos custos dos cabos e atualizados os valores com a taxa de inflação atual [42].

Na tabela 5.5 estão dispostos os custos dos cabos 3-core XLPE (sem custos de instalação) de acordo com a tensão e a potência que são capazes de transportar em M€/km.

Capítulo 5 – Evolução económica dos sistemas de transmissão de energia dos parques eólicos offshore

Tabela 5.5: Custos dos cabos 3-core XLPE (sem custos de instalação) de acordo com a tensão e a potência que são capazes de transportar em M€/km [42].

Tensão (kV)	Potência (MVA)	Custo do cabo (M€/km)	Custo médio (M€/km)*
132	200	0,52 – 0,81	0,68
220	300	0,58 – 0,86	0,73
245	400	0,75 – 1,15	0,97

*valores à taxa de inflação atual

O preço do cobre também pode influenciar os custos do cabo. No entanto, como é possível observar na figura 5.3, o preço do cobre nos mercados internacionais não variou muito entre 2011 e 2014. Através da figura, também é possível observar que o preço do cobre passou de 5,96 €/kg (3,563\$/lb) em 2011 para os 5,21 €/kg (3,112\$/lb) em 2014.



Figura 5.3: Preço do cobre nos mercados internacionais [43].

Para efeitos de estudo, serão utilizados os cabos 3-core XLPE submarinos presentes no catálogo da *ABB* [22]. Os cabos utilizados terão uma secção 1000 mm² de cobre e a corrente máxima que serão capazes de suportar será 825 A.

Para parques eólicos com potência instalada superior à potência suportada pelo cabo que está a fazer a transmissão de energia, terão de ser colocados cabos em paralelo, para garantir que toda a energia produzida nos parques chega à rede de distribuição.

5.1.1.4. Instalação do cabo

Os custos de instalação dos cabos submarinos podem variar muito. Estas variações resultam das seguintes escolhas [42]:

- Os custos de mobilização dos cabos por navios especializados estão dependentes das taxas de mercado, sendo estas altamente voláteis. Diferentes combinações de navios podem ser usadas dependendo do tipo de cabo e da disponibilidade dos navios;
- O local da instalação do cabo em relação ao local onde é fabricado o cabo também influencia os custos de instalação. A instalação dos cabos é feita em campanhas reguladas pela quantidade de cabo que o navio é capaz de carregar de uma só vez. Se o navio não for capaz de colocar o cabo todo de uma só vez, terá de voltar ao local de fabrico e recarregá-lo ou ser recarregado por outro navio de apoio;
- O tipo de cabo e a profundidade a que é enterrado, pois o método a que este processo é feito varia e, por isso, também varia os seus custos;
- O número de cabos e a sua configuração (agrupado ou simples). Os cabos podem ser enterrados numa só trincheira ou em trincheira adjacentes dependendo do projeto;
- A espessura do cabo influencia o número de campanhas de instalação. Esta situação acontece porque o navio tem limite de peso no seu tambor. Se a espessura do cabo aumenta o comprimento terá obrigatoriamente de diminuir, aumentando assim o número de campanhas.

Não tendo dados para calcular as variações dos custos de instalação, foram utilizados os dados fornecidos pelo *Entsoe* [42]. Estes dados estão dispostos na tabela 5.6 em M€/km.

Tabela 5.6: Custos de instalação dos cabos [42].

Tipo de instalação	Custos totais (excluindo a campanha do navio) (M€/km)	Custos totais médios (excluindo a campanha do navio) (M€/km)*
Um cabo, uma trincheira	0,35 – 0,81	0,59
Dois cabos agrupados, uma trincheira	0,58 – 1,04	0,82
Dois cabos separados, duas trincheiras	0,69 – 1,38	1,06

*valores à taxa de inflação atual

5.1.1.5. Compensação reativa

Como foi mencionado no capítulo 4, a compensação da potência reativa é essencial para baixar as perdas do cabo AC e aumentar a capacidade de transporte no sistema de transmissão em HVAC. Estes custos apenas terão de ser calculados para esta tecnologia, pois para os sistemas HVDC não existe a produção de potência reativa. Para calcular a potência reativa gerada pelo cabo ao longo da linha foi utilizada a equação 5.3:

$$Q_{cabo} = V^2 \cdot 2\pi f \cdot C \cdot x \quad (5.3)$$

Onde Q_{cabo} é a potência reativa gerada por um cabo, V é a tensão do cabo, f é a frequência, C é a capacitância do cabo e x é o comprimento do cabo.

Capítulo 5 – Evolução económica dos sistemas de transmissão de energia dos parques eólicos offshore

A potência reativa gerada pelo cabo será compensada nas duas extremidades do cabo (nas subestações). Em cada extremidade do cabo será compensada exatamente metade da potência reativa gerada pelo cabo ao longo da linha.

A compensação é realizada com o recurso à combinação de bobinas de compensação em paralelo com o STATCOM para dar uma maior controlabilidade e ir ao encontro dos requisitos da rede de distribuição [44].

Nas tabelas 5.7 e 5.8 estão presentes os intervalos de custo das bobinas de compensação e do STATCOM, relativamente à potência reativa de compensação. De forma análoga aos custos do transformador e da aparelhagem (secção 5.1.1.2), foi realizada uma média aritmética dos custos das bobinas e do STATCOM e, posteriormente, convertidos para a taxa de inflação em vigor.

Tabela 5.7: Intervalos de custo das bobinas de compensação relativamente à potência reativa de compensação [42].

Especificações (Mvar)	Custos com instalação (M€)	Custo médio com instalação (M€)*
60	0,58 – 0,92	0,77
100	2,76 – 2,99	2,94
200	2,53 – 2,76	2,70

*valores à taxa de inflação atual

Tabela 5.8: Intervalos de custo do STATCOM relativamente à potência reativa de compensação [42].

Compensação reativa (Mvar)	Custos com instalação (M€)	Custo médio com instalação (M€)*
50	3,45 – 5,75	4,70
100	5,75 – 11,50	8,81
200	11,50 – 23	17,63

*valores à taxa de inflação atual

Tendo em conta todas as considerações feitas anterior é possível concluir que os custos totais da compensação de potência reativa são dados pela seguinte equação:

$$y_{TOTAL} = 2 \times (y_{Ind} + y_{STATCOM}) \quad (5.4)$$

Onde y_{TOTAL} é o custo total da compensação reativa em M€, y_{Ind} é a bobina de compensação utilizada em M€ e $y_{STATCOM}$ é o STATCOM utilizado em M€.

5.1.2. HVDC-VSC

O custo de investimento realizado para a tecnologia HVDC-VSC é calculado da mesma forma que para a tecnologia HVAC. Os custos de investimento nesta tecnologia estão então reduzidos à plataforma *offshore*, à subestação, ao cabo DC submarino e à instalação do cabo. Para esta tecnologia não existe a necessidade de fazer a compensação da potência reativa, pois o cabo não produz potência reativa, logo não existem custos extras com esta compensação.

O levantamento dos dados para a conceção deste estudo resulta das informações retiradas dos seguintes projetos [39], [41], [42], [44].

5.1.2.1. Plataforma *offshore*

Os custos da plataforma *offshore*, para os sistemas HVDC-VSC, são calculados da mesma forma que para as plataformas *offshore* HVAC. Estão dependentes da profundidade da água, do peso e volume da plataforma. Para efeitos de estudo, os custos da plataforma *offshore* só terão em conta o volume da subestação, como foi utilizado para as subestações *offshore* com tecnologia HVAC.

Para a mesma potência instalada, a plataforma *offshore* HVDC-VSC, é cerca de 85% maior que a plataforma *offshore* HVAC [41].

Dado o custo da plataforma *offshore* de 1000€/m³ para uma plataforma *offshore* HVAC, o custo da plataforma *offshore* HVDC-VSC por m³, será idêntico [41].

5.1.2.2. Subestação

As subestações utilizadas na tecnologia HVDC-VSC são mais dispendiosas do que as utilizadas na tecnologia HVAC, devido à elevada complexidade dos componentes utilizados. Ao comparar as subestações HVAC e HVDC-VSC, percebe-se que os componentes principais utilizados na subestação HVAC são: o transformador e a aparelhagem, enquanto que os principais componentes utilizados na subestação HVDC-VSC são: os conversores VSC, os transformadores, os condensadores, os filtros e a aparelhagem.

Existe pouca informação relativamente aos custos das subestações HVDC-VSC. Os custos das mesmas variam de projeto para projeto e os fabricantes desta tecnologia (HVDC Light (ABB), HVDC Plus (Siemens) e MaxSine (Alstom)) tendem para manter estes valores confidenciais.

No cálculo das subestações HVDC-VSC, foram utilizados os dados fornecidos pelo *Entsoe* [42]. Os custos da subestação incluem todo o equipamento elétrico (conversores VSC, transformadores, condensadores, filtros e aparelhagem). Estes dados estão dispostos na tabela 5.9 em M€.

Tabela 5.9: Custos da subestação [42].

Especificações	Custo por unidade (M€)	Custo médio (M€)*
500 MW – 300 kV	75 – 92	85,34
850 MW – 320 kV	98 – 105	103,73
1250 MW – 500 kV	121 – 150	138,48
2000 MW – 500 kV	144 – 196	173,74

*valores à taxa de inflação atual

Usando a lista de custos da tabela anterior foi definida uma linha de tendência que vai ser usada para calcular os custos das subestações em sistemas HVDC-VSC. Essa linha de tendência é apresentada na figura 5.4.

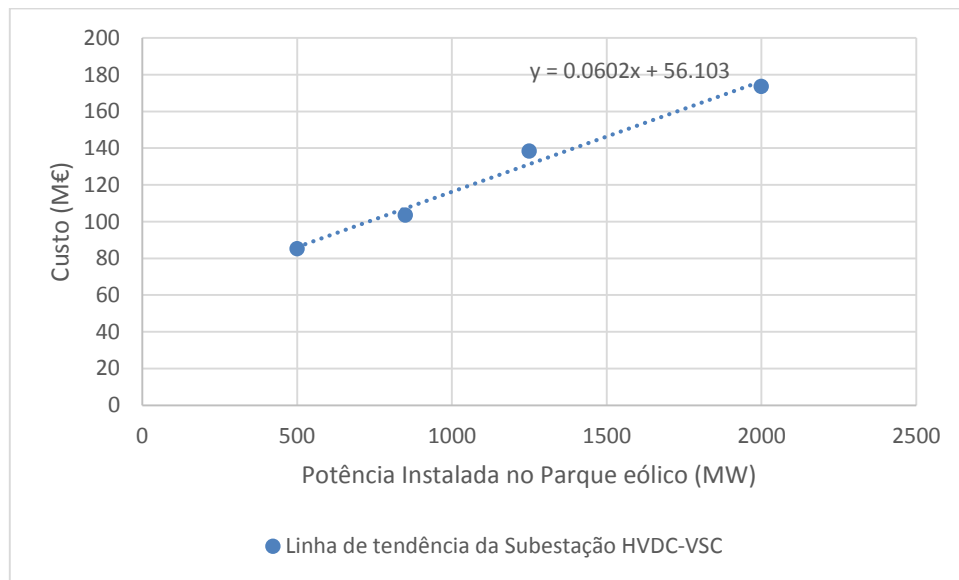


Figura 5.4: Obtenção da linha de tendência usada para calcular os custos das subestações em sistemas HVDC-VSC.

A linha de tendência obtida na figura 5.4 apresenta a seguinte expressão matemática:

$$y = 0,0602x + 56,103 \quad (5.5)$$

Onde y é o custo total da subestação (incluído a instalação) em M€ e x é a potência instalada no parque eólico em MW.

5.1.2.3. Custo do cabo

A escolha do tipo de cabo utilizado no estudo para esta tecnologia, recaiu sobre o cabo extrudido com isolamento XLPE. Estes cabos apresentam um condutor de alumínio ou cobre, que é capaz de transportar uma vasta gama de potências, dependendo da secção do condutor, sendo que estas podem ir dos 95 aos 2400 mm².

Estes cabos estão limitados a 3 tensões de transmissão: ± 80 kV, ± 150 kV e ± 320 kV. Devido à falta de informação em termos de custos, só serão utilizadas as tensões de ± 150 kV e ± 320 kV neste estudo.

Para retirar os custos dos cabos HVDC foi realizado um cruzamento de dados entre *Entsoe* e a ABB, de forma a relacionar as secções dos condutores do cabo com as potências que estes são capazes de transmitir [28], [42]. Neste cruzamento de dados, admitiu-se que os cabos HVDC extrudidos, estavam colocados na mesma trincheira em clima moderado.

Na tabela seguinte estão dispostos os custos dos cabos HVDC extrudidos (sem custos de instalação) de acordo com a tensão, secção e potência que são capazes de transmitir.

Tabela 5.10: custos dos cabos HVDC extrudidos (sem custos de instalação) de acordo com a tensão, secção e potência que são capazes de transmitir [28], [42].

Secção do condutor (mm ²)	± 150 kV			± 320 kV		
	Potência (MW)	Custo do par cabos (M€/km)	Custo médio (M€/km)*	Potência (MW)	Custo do par cabos (M€/km)	Custo médio (M€/km)*
1200	437	0,23 - 0,46	352,59	933	0,35 – 0,52	440,99
1500	498	0,29 – 0,46	382,23	1063	0,35 – 0,52	440,99
1800	549	0,35 – 0,52	440,99	1171	0,35 – 0,58	470,12
2000	586	0,35 – 0,58	470,12	1250	0,40 – 0,66	543,19

*valores à taxa de inflação atual

De forma a obter dados mais próximos da realidade foi criada uma linha de tendência que relaciona as potências transmitidas pelos cabos, com os custos do cabo. Na figura 5.5 estão representadas as linhas de tendência e as respetivas equações da linha, para cabos de ± 150 kV e ± 320 kV.

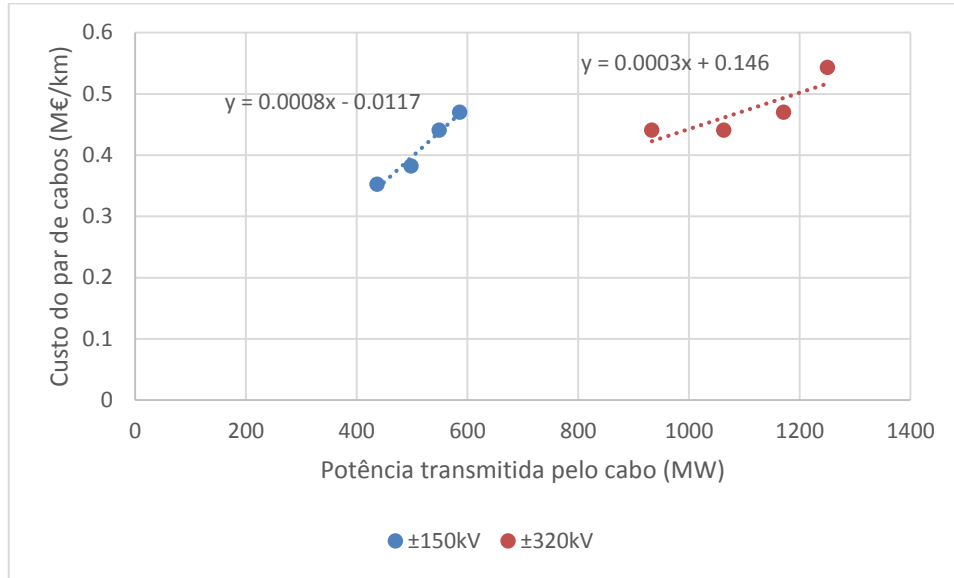


Figura 5.5: Obtenção da linha de tendência que relaciona as potências transmitidas pelos cabos, com os custos do cabo.

As linhas de tendência obtidas na figura 5.5 apresentam as seguintes expressões matemáticas:

$$y_{\pm 150kV} = 0,0008x + 0,0117 \quad (5.6)$$

$$y_{\pm 320kV} = 0,0003x + 0,146 \quad (5.7)$$

Onde y é o custo do par de cabos em M€/km e x é a potência transmitida pelo cabo em MW.

Fazendo a interseção das duas linhas de tendência, é possível retirar a potência para a qual é mais vantajoso o uso do cabo de 320 kV. Após a interseção das duas linhas de tendência, concluiu-se que, a partir dos 382 MW de potência transmitida, torna-se menos dispendioso o uso do cabo de 320 kV.

5.1.2.4. Instalação do cabo

A instalação dos cabos HVDC é regida da mesma forma que a instalação dos cabos HVAC.

5.1.3. HVDC-LCC

Esta tecnologia nunca foi utilizada na transmissão de energia dos parques eólicos *offshore*, porque os conversores com comutação natural de linha, utilizados nos sistemas HVDC-LCC, não são adequados para redes fracas (redes onde é necessário ter em conta o níveis de tensão e as suas flutuações, por existir a probabilidade destes valores serem excedidos quando o sistema está em carga), como é o caso dos parques eólicos offshore. Por esse motivo são utilizados nos parques eólicos *offshore* os sistemas HVDC-VSC.

Capítulo 5 – Evolução económica dos sistemas de transmissão de energia dos parques eólicos *offshore*

Existe outra razão para a não utilização dos sistemas HVDC-LCC, em detrimento dos sistemas HVDC-VSC, isto porque estes apresentam um menor volume de subestação ao requerem menos filtragem [45].

5.2. Comparação dos custos de investimento dos sistemas de transmissão

De forma a compreender a evolução dos custos de investimento dos dois sistemas de transmissão, utilizados no transporte de energia dos parques eólicos *offshore*, foram realizadas simulações para parques com potências instaladas de 150, 200, 300, 400, 500 e 600 MW.

As simulações realizadas têm em vista representar a evolução dos custos de investimento dos dois sistemas de transmissão em função da potência instalada e comparar os custos para os quais a tecnologia HVAC e HVDC-VSC apresentam vantagens.

Nestas simulações não foram tidos em conta custos relacionados com o aluguer do terreno, cruzamento com oleodutos submarinos, seguros, desenvolvimento dos projetos, garantias e campanha do navio.

Para comprovar que os custos de investimento para as duas tecnologias obtidos anteriormente são viáveis, foram realizadas comparações de custos de investimento de instalações conhecidas: projeto *Firth of Forth* (500 MW em HVAC) de 0,30 M€/MW (0,38 M€/MW) (tabela 5.11) e o projeto *Dogger Bank H1* (1237,50 MW em HVDC-VSC) de 0,48 M€/MW (0,58 M€/MW) (tabela 5.12) [46].

Os custos de investimento da instalação do projeto *Firth of Forth*, recorrendo aos custos de investimento calculados na secção 5.1.1, encontram-se representados na tabela seguinte:

Tabela 5.11: Custos de investimento da instalação do projeto *Firth of Forth*.

Sistema HVAC	Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Plataforma <i>offshore</i>	21,56	1	21,56
Subestação (equipamento)	23,09	2	46,18
Cabo HVAC	0,73/km/cabo	2x27 km	39,42
Instalação do cabo	0,59	2x27 km	31,74
Compensação reativa	5,47	2x2	21,88
Total			160,78 (0,32M€/MW)

Comparando os dois custos de investimento da tecnologia HVAC (0,38 M€/MW e 0,32 M€/MW), é possível concluir que estes não diferem muito um do outro. Por este motivo, as linhas de tendências e tabelas de custo dos equipamentos utilizados nesta tecnologia são viáveis para retirar os custos de investimento de parques eólicos.

Na secção 5.1.1, foram obtidos os dados que permitiram calcular os custos de investimento do projeto HVDC-VSC (*Dogger Bank H1*). Estes dados encontram-se representados na tabela seguinte:

Capítulo 5 – Evolução económica dos sistemas de transmissão de energia dos parques eólicos *offshore*

Tabela 5.12: Custos de investimento da instalação do projeto *Dogger Bank H1*.

Sistema HVDC-VSC	Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Plataforma <i>offshore</i>	96,09	1	96,09
Subestação (equipamento)	130,60	2	261,20
Cabo HVDC	0,52/km/por_par	2x131 km	136,24
Instalação do cabo	0,82/km/cabo	2x131 km	214,84
Total			708,37 (0,57M€/MW)

Da mesma forma que anteriormente, comparando os custos de investimento da tecnologia HVDC-VSC (0,58M€/MW e 0,57M€/MW), é possível concluir que estes também não diferem muito um do outro. De forma análoga, as linhas de tendência e as tabelas de custo dos equipamentos utilizados por esta tecnologia são viáveis para o cálculo dos custos de investimento de sistemas de transmissão para parques eólicos *offshore*.

Nas tabelas 5.13 a 5.16 estão expostos os custos de investimento dos sistemas de transmissão utilizados nos parques eólicos para as potências expressas anteriormente (150, 200, 300, 400, 500 e 600 MW). As figuras 5.6 a 5.9 apresentam a evolução económica dos custos de investimento e a distâncias críticas, para as quais a tecnologia HVDC-VSC apresenta vantagens económicas relativamente à tecnologia HVAC.

Tabela 5.13: Comparação dos custos de investimento para a potência de 150MW (HVAC 1x132kV) e (HVDC-VSC 1x150kV).

		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVAC	Plataforma <i>offshore</i>	7,14	1	7,14
	Subestação (equipamento)	14,05	2	28,10
	Cabo HVAC	0,68/km/cabo	1	0,68/km
	Instalação do cabo	0,59	1	0,59/km
	Compensação reativa	20,33	2x1	40,66
	Total			75,90+1,27/km
		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVDC-VSC	Plataforma <i>offshore</i>	13,20	1	13,20
	Subestação (equipamento)	65,13	2	130,26
	Cabo HVDC	0,13/km/por_par	1	0,13/km
	Instalação do cabo	0,82/km/cabo	1	0,82/km
	Total			143,46+0,95/km

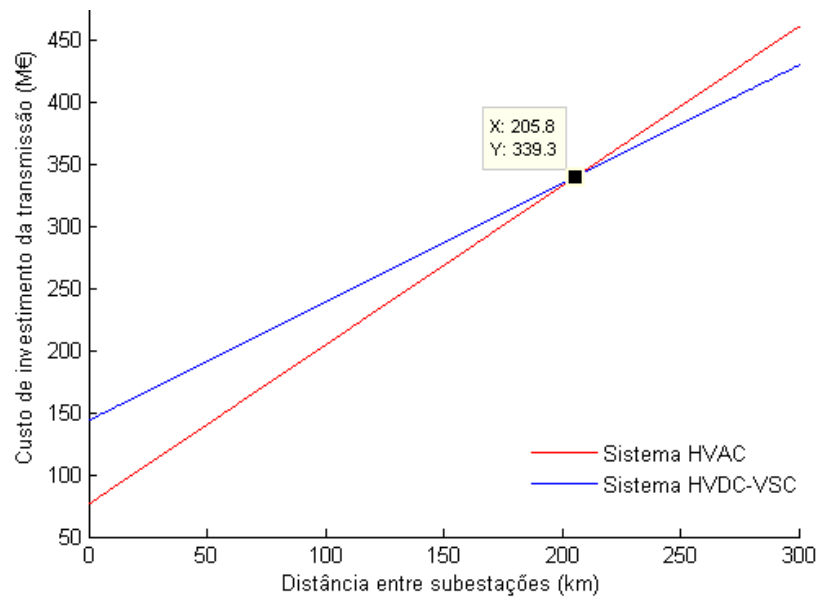


Figura 5.6: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 150 MW.

Observando os resultados da figura 5.6, é possível concluir que o sistema HVAC apresenta vantagens económicas face ao sistema HVDC-VSC, para distâncias curtas e longas (até 205,8 km) entre subestações.

Tabela 5.14: Comparação dos custos de investimento para a potência de 200MW (HVAC 1x220kV) e (HVDC-VSC 1x150kV).

		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVAC	Plataforma <i>offshore</i>	9,20	1	9,20
	Subestação (equipamento)	15,36	2	30,72
	Cabo HVAC	0,73/km/cabo	1	0,73/km
	Instalação do cabo	0,59	1	0,59/km
	Compensação reativa	20,33	2x1	40,66
	Total			80,58+1,32/km
		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVDC-VSC	Plataforma <i>offshore</i>	17,01	1	17,01
	Subestação (equipamento)	68,14	2	136,28
	Cabo HVDC	0,17/km/por_par	1	0,17/km
	Instalação do cabo	0,82/km/cabo	1	0,82/km
	Total			153,29+0,99/km

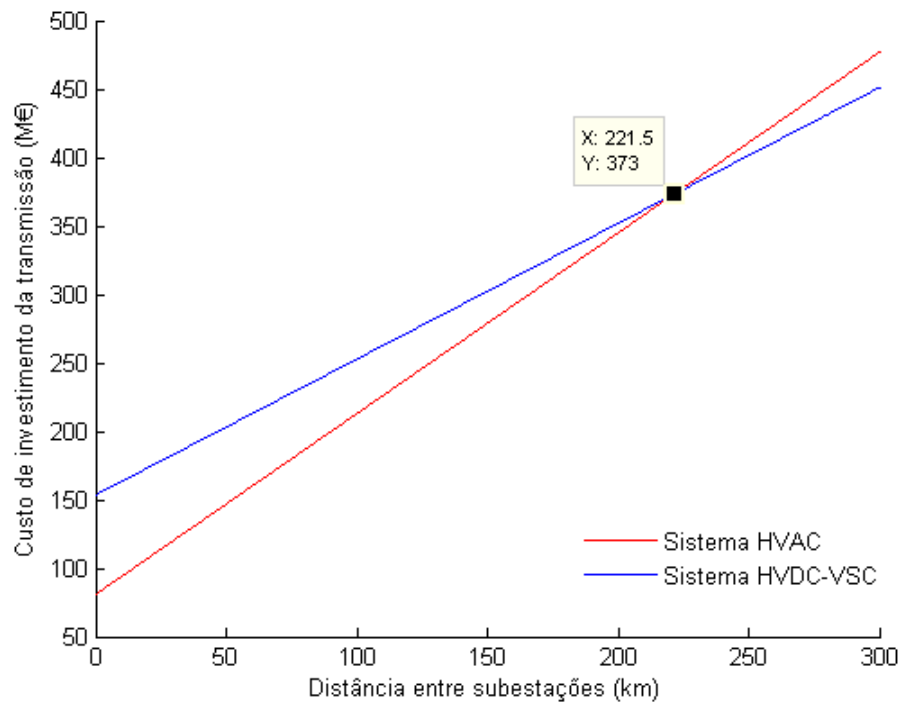


Figura 5.7: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 200 MW.

O sistema HVAC apresenta vantagens económicas relativamente ao sistema HVDC-VSC, segundo a figura 5.7, para distâncias curtas e longas (até 221,5 km) entre subestações.

Tabela 5.15: Comparação dos custos de investimento para a potência de 300MW (HVAC 2x132kV) e (HVDC-VSC 1x150kV).

		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVAC	Plataforma <i>offshore</i>	13,32	1	13,32
	Subestação (equipamento)	17,97	2	35,95
	Cabo HVAC	0,68/km/cabo	2	1,36/km
	Instalação do cabo	0,59	2	1,18/km
	Compensação reativa	5,47	2x2	21,88
	Total			71,15+2,54/km
		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVDC-VSC	Plataforma <i>offshore</i>	24,63	1	24,63
	Subestação (equipamento)	74,17	2	148,33
	Cabo HVDC	0,25/km/por_par	1	0,25/km
	Instalação do cabo	0,82/km/cabo	1	0,82/km
	Total			172,96+1,07/km

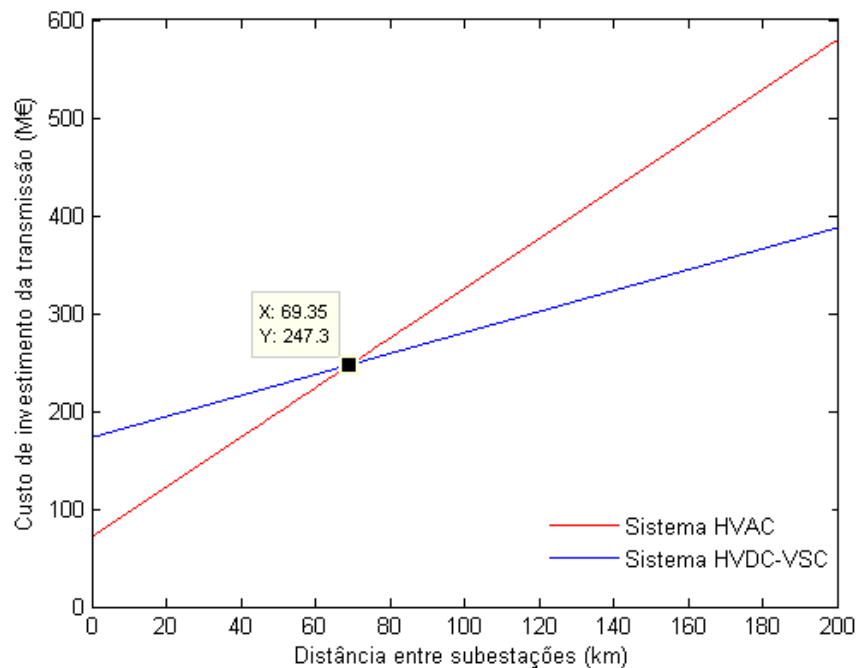


Figura 5.8: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 300 MW.

De acordo com os resultados da figura 5.8, conclui-se que existe uma diminuição da distância crítica (para os 69,35 km) e por isso o sistema HVAC passa a apresentar vantagens económicas para distâncias curtas e o sistema HVDC-VSC para distâncias curtas entre subestações.

Tabela 5.16: Comparação dos custos de investimento para a potência de 600MW (HVAC 2x220kV) e (HVDC-VSC 1x320kV).

		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVAC	Plataforma <i>offshore</i>	25,68	1	25,68
	Subestação (equipamento)	25,80	2	51,60
	Cabo HVAC	0,73/km/cabo	2	1,46/km
	Instalação do cabo	0,59	2	1,18/km
	Compensação reativa	20,33	2x2	81,32
	Total			158,60+2,64/km
		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVDC-VSC	Plataforma <i>offshore</i>	47,50	1	47,50
	Subestação (equipamento)	92,22	2	184,44
	Cabo HVDC	0,27/km/por_par	1	0,27/km
	Instalação do cabo	0,82/km/cabo	1	0,82/km
	Total			231,94+1,09/km

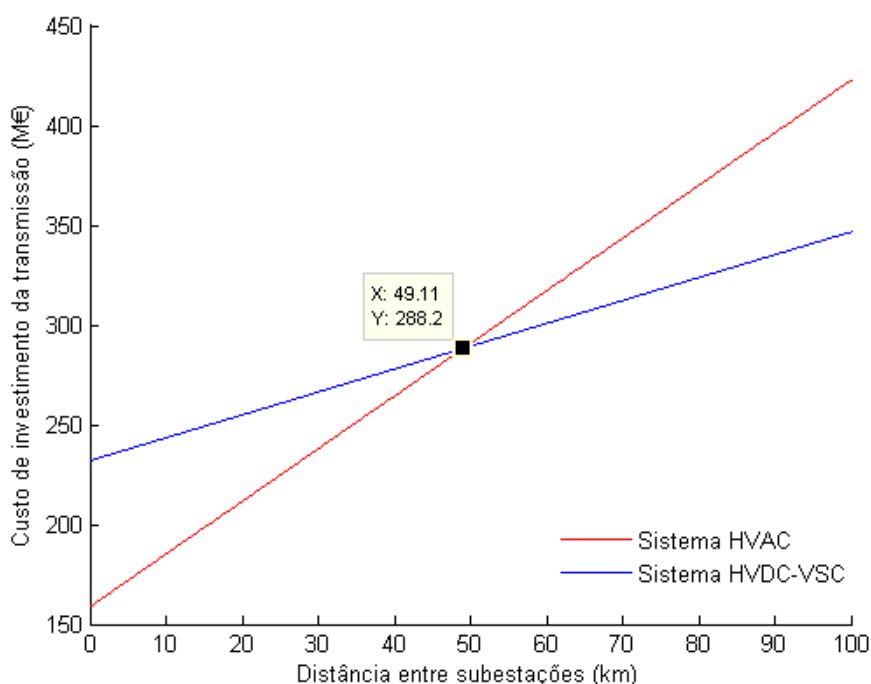


Figura 5.9: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 600 MW.

Os resultados da figura 5.9 vão de encontro aos resultados da figura 5.8. Contudo, existe alteração da distância crítica entre subestações (para a qual o sistema HVDC-VSC apresenta vantagens económicas), passando a ser de 49,11 km.

Mais simulações de parques eólicos, para diferentes potências instaladas, podem ser consultadas no (anexo V).

5.3. Fronteira de aplicabilidade das duas tecnologias de transmissão de energia

Relacionando os valores obtidos no estudo das limitações físicas dos cabos e dos custos de investimento dos sistemas de transmissão, foi elaborada a seguinte tabela síntese, que relaciona a distância máxima suportada pelo cabo, com a distância crítica, de acordo com a potência e tensão aplicadas no parque. A distância máxima suportada pelo cabo, representa o comprimento ao qual o cabo atinge a corrente nominal suportada por si. A distância crítica, representa a distância onde a tecnologia HVDC-VSC apresenta vantagens económicas face à tecnologia HVAC.

Tabela 5.17: Tabela síntese que relaciona a análise técnica com a análise económica, aplicada a parques eólicos offshore.

Potência instalada (MW)	Número de cabos x tensão aplicada (kV)	Distância máxima suportada pelo cabo (km)	Distância Crítica (km)
150	1x150	145,40 ^[1]	205,80 ^[3]
200	1x220	127,30 ^[1]	221,50 ^[4]
300	2x150	145,40 ^[1]	69,35 ^[5]
400	2x220	127,30 ^[2]	33,92 ^[6]
500	2x220	101,70 ^[2]	41,36 ^[6]
600	2x220	51,73 ^[2]	49,11 ^[7]

^[1]Figura 4.9, ^[2]Anexo III, ^[3]Figura 5.6, ^[4]Figura 5.7, ^[5]Figura 5.8, ^[6]Anexo V e ^[7]Figura 5.9.

Do cruzamento de dados entre a distância máxima suportada pelo cabo e a distância crítica surgiu a fronteira que delimita a utilização dos sistemas de transmissão de energia quando aplicados a parque eólicos offshore. Desta forma verifica-se que os valores limitativos são os de menor valor, para cada configuração de parque. Por exemplo, para uma potência instalada de 300 MW com dois cabos de 150 kV, a distância limitativa será a distância crítica (69,35 km) por ser de valor inferior à distância máxima suportada pelo cabo (145,40 km). Desta análise surgiu o gráfico seguinte, que delimita as zonas onde os sistemas de transmissão HVAC e HVDC-VSC apresentam vantagens, para uma determinada potência e distância da costa, do parque eólico:

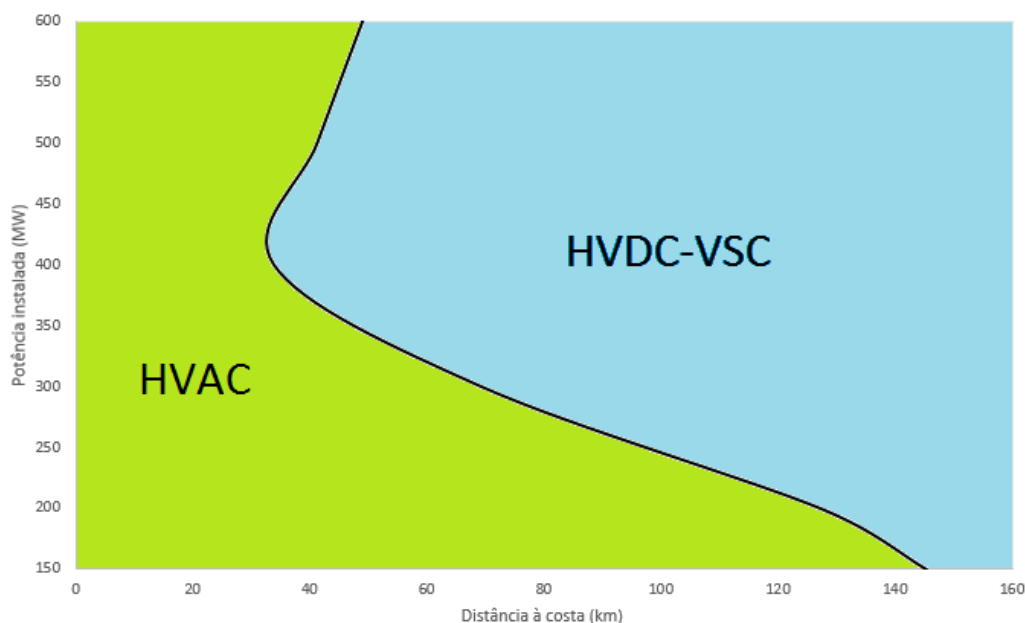


Figura 5.10: Gráfico que relaciona a análise técnica com a análise económica, aplicada a parques eólicos offshore.

5.4. Conclusões

No fim do capítulo, é possível concluir que a tecnologia HVDC-LCC nunca passou do papel à prática, para sistemas de transmissão de energia de parques eólicos *offshore*. Isto ocorre, pois os conversores com comutação natural de linha não são adequados para redes fracas e por esta tecnologia ocupar mais espaço do que a tecnologia HVDC-VSC ao requerer mais filtragem, o que leva a subestações de maiores dimensões e consequentemente maiores custos de investimento.

A maior dificuldade que foi encontrada para a realização deste estudo foi a falta de informação, no que diz respeito aos custos dos vários componentes utilizados nas três tecnologias. Isto deve-se ao facto dos fabricantes tratarem este tipo de informação como confidencial. No entanto, foi feito um esforço no intuito de tornar estes custos o mais precisos possível.

Nas simulações efetuadas às tecnologias HVAC e HVDC-VSC, foi possível concluir que para parques eólicos *offshore*, com potências instaladas até os 200 MW, o sistema HVAC apresenta vantagens económicas relativamente ao sistema HVDC-VSC. Nestas situações, os sistemas HVAC são menos dispendiosos, por necessitarem do mesmo número de cabos que os sistemas HVDC-VSC.

Para potências instaladas nos parques eólicos *offshore*, superiores aos 300 MW a tecnologia HVDC-VSC começa a apresentar vantagens económicas, para subestações *offshore* mais próximas da costa. Isto acontece porque, a partir desta potência, um cabo HVAC não chega para fazer a transmissão de toda a potência produzida no parque eólico, sendo por isso necessário colocar outro cabo HVAC em paralelo.

É possível concluir ainda que a distância crítica (onde a tecnologia HVDC-VSC apresenta vantagens económicas) aumenta, quando a potência instalada num parque eólico *offshore* com tecnologia HVAC aumenta e o número de cabos HVAC necessários a essa transmissão se mantêm. Nas figuras 8.10, 8.11 (Anexo V) e 5.9 é possível observar o aumento da distância crítica, quando o número de cabos presentes nas duas tecnologias não sofre alteração.

Concluiu-se que a tecnologia HVAC apresenta vantagens económicas para curtas e longas distâncias (até à distância crítica de 221,5 km) relativamente à tecnologia HVDC-VSC para parques eólicos *offshore* com potências instaladas inferiores a 300 MW. Para parques eólicos *offshore* com potências instaladas superiores a 300 MW, a tecnologia HVAC apresenta vantagens económicas para curtas distâncias e a tecnologia HVDC-VSC apresenta vantagens para longas distâncias. Quer isto dizer que os valores da distância crítica diminuem, quando a potência instalada no parque eólico *offshore* é superior a 300 MW.

Por fim, relacionando os resultados obtidos neste capítulo com os do capítulo anterior, que estão presentes na tabela 5.17 e na figura 5.10, é possível concluir que para parques eólicos *offshore* com potências instaladas inferiores a 300 MW, o sistema HVAC é capaz de alcançar uma vasta gama de distâncias a que pode ser colocado o parque eólico, sendo que o sistema HVDC-VSC só vai apresentar vantagens quando o parque eólico for colocado num local mais longínquo. A partir dos 300 MW de potência instalada nos parques eólicos *offshore*, o sistema HVDC-VSC começa a ter distâncias de aplicabilidade mais curtas. Isto quer dizer que este sistema começa a ser um sério concorrente ao sistema HVAC, no que toca aos sistemas de transmissão de energia, quando aplicados aos parques eólicos *offshore*. A partir desta potência instalada, o sistema HVAC apresenta vantagem para distâncias curtas da costa e o sistema HVDC-VSC apresenta vantagem para distâncias longas.

Capítulo 6– Conclusões finais e trabalho futuro

Com esta dissertação pretendeu-se estudar as limitações dos sistemas de transmissão de energia em HVAC aplicados a parques eólicos *offshore*. Foram descritos vários modelos para o dimensionamento de linha de transmissão de energia, nomeadamente: o modelo de parâmetros concentrados (onde se englobam o modelo de linha curta e o modelo equivalente em π nominal), o modelo de parâmetros distribuídos (modelo exato) e o modelo de parâmetros dependentes da frequência. Recorreu-se ao modelo exato de linha, de forma a aproximar os resultados simulados com os valores reais, para efetuar o cálculo dos parâmetros do cabo, presentes nesta dissertação.

Devido ao comportamento capacitivo do cabo submarino HVAC, recorreu-se à compensação reativa, para absorver a potência reativa gerada pelo cabo ao longo do mesmo. Esta compensação pode ser realizada apenas no barramento *onshore* ou no barramento *onshore* e *offshore*. Verificou-se que a melhor opção será recorrer à compensação de potência reativa nos dois barramentos, situação em que o cabo submarino consegue transportar uma maior “quantidade” de potência ativa, com menores perdas de condução. Desta forma, ao aplicar a compensação reativa nos dois barramentos, irá aumentar-se a distância da costa a que se pode colocar o parque eólico *offshore*.

Os cabos apresentam limitações, em termos físicos e de construção, que irão influenciar o sistema de transmissão de energia em HVAC. As mais significativas são: o limite térmico não deve ser ultrapassado (corrente nominal), a variação da tensão entre a emissão e a receção deve ser inferior a 10% e a variação da fase não deve exceder os 30°.

O limite térmico é o principal fator limitativo uma vez que a variação da tensão entre a emissão e a receção e a variação de fase só vão limitar a utilização do cabo para comprimentos de cabo superiores aos do limite térmico do cabo, causando o seu sobreaquecimento e danos irreversíveis.

No caso de um parque eólico *offshore* se encontrar num regime de funcionamento inferior ao de carga nominal, quanto menor for a potência instalada no parque, menor é a corrente que atravessa o cabo, para a mesma tensão aplicada, assim o valor da corrente nominal irá ser atingido para um comprimento de cabo superior.

Através da análise económica dos sistemas de transmissão de energia, concluiu-se que, para parques eólicos *offshore*, com potências instaladas até os 200 MW, o sistema HVAC apresenta vantagens relativamente ao sistema HVDC-VSC, por necessitarem ambos do mesmo número de cabos. No entanto, para parques eólicos *offshore* com potências instaladas superiores a 300 MW, as vantagens que o sistema de transmissão HVAC apresenta em termos de longas distâncias começa a diminuir, uma vez que é necessário colocar mais do que um cabo HVAC em paralelo, para a transmissão.

Finalmente, comparando os resultados obtido no estudo das limitações físicas e económicas do cabo, foi possível concluir que para parques eólicos *offshore* com potências instaladas inferiores a 300 MW, o sistema de transmissão de energia em HVAC apresenta uma vasta aplicabilidade, no que diz respeito à distância a que pode ser colocado o parque eólico. Para parques eólicos *offshore* com potências instaladas superiores a 300 MW, o sistema de transmissão em HVDC-VSC começa a apresentar vantagens para distâncias da costa mais curtas. Assim, é possível afirmar que para elevadas potências instaladas (superiores a 300 MW), em parques eólicos *offshore*, o sistema de transmissão em HVAC apresenta vantagens para distâncias curtas e o sistema de transmissão em HVDC-VSC para longas distâncias.

Capítulo 6 – Conclusões finais e trabalho futuro

Como trabalho futuro, sugere-se a construção de um modelo que possa ser integrado numa rede de simulações de *power flow*. O desenvolvimento de modelos de vento *offshore* com a aplicação aos aerogeradores, uma vez que neste estudo foi considerado apenas a potências constantes.

Sugere-se também, como trabalho futuro, a implementação dos sistemas de transmissão em HVAC e HVDC, em redes IEEE, de forma a estudar o impacto destas tecnologias nas redes de distribuição.

Capítulo 7 – Bibliografia

- [1] European Wind Energy Association, “Pure Power - Wind energy targets for 2020 and 2030.” 2011.
- [2] L. P. Lazaridis, “Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability,” Royal Institute of Technology, 2005.
- [3] S. M. Mueen, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, and S. Member, “Operation and Control of HVDC-connected Offshore Wind Farm,” *Sustain. Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 30 – 37, 2010.
- [4] European Wind Energy Association, “Wind in power - 2013 European statistics,” no. February. pp. 1–12, 2014.
- [5] European Wind Energy Association, “The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013,” no. January. pp. 1 – 22, 2014.
- [6] L. Bergfjord, “Wind in the North Sea . Effects of offshore grid design on power system operation.,” Norwegian University of Science and Technology, 2011.
- [7] T. Schwencke, “Offshore Wind and the European Supergrid – from vision to reality,” no. September. EUFORES, 2010.
- [8] B. Roland, “OFFSHORE WIND TOWARD 2020 - ON THE PATHWAY TO COST COMPETITIVENESS,” 2013.
- [9] Associação Portuguesa de Energias Renováveis, “AS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL,” 2013.
- [10] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*, 1ª Edição. Lisboa, 2011, pp. 1–470.
- [11] A. Estanqueiro, “Levantamento do potencial do país , limitações e soluções tecnológicas,” 2010.
- [12] H. Brakelmann, “Efficiency of HVAC power transmission from offshore-windmills to the grid,” in *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*, vol. 2.
- [13] N. B. Negra, J. Todorovic, and T. Ackermann, “Loss Evaluation of HVAC and HVDC Transmission Solutions for Large Offshore Wind Farms,” pp. 1–10, 2006.
- [14] B. Van Eeckhout, D. Van Hertem, M. Reza, K. Srivastava, and R. Belmans, “Economic comparison of VSC HVDC and HVAC as transmission system for a 300 MW offshore wind farm,” no. June 2009, pp. 661–671, 2010.
- [15] G. F. Reed, H. A. Al Hassan, S. Member, M. J. Korytowski, P. T. Lewis, and B. M. Grainger, “Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Offshore Wind Farms with a Procedure for System Economic Evaluation,” 2013.
- [16] J. Machado, “Economic limitations of the transmission HVAC system when applied to offshore wind farms.” 5 th International Youth Conference on Energy, (IYCE’15), Pisa, 2015.
- [17] “4coffshore.” [Online]. Available: <http://www.4coffshore.com>, [Acedido 13 de Maio 2014].
- [18] “ABB.” [Online]. Available: <http://www.abb.com>, [Acedido 7 de Março 2014].

- [19] “Nexans.” [Online]. Available: <http://www.nexans.us/>, [Acedido 21 de Março 2014].
- [20] Nexans, “Submarine Power Cables,” 2013. [Online]. Available: http://www.nexans.co.uk/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf, [Acedido 21 de Março 2014].
- [21] M. Wilch, V. S. Pappala, S. N. Singh, and I. Erlich, “Reactive power generation by DFIG based wind farms with AC grid connection,” *Institute of Electrical Power Systems (EAN)*, IEEE, Aalborg, pp. 1–10, Sep-2007.
- [22] ABB, “XLPE Submarine Cable Systems – Attachment to XLPE Cable Systems User’s guide,” 2010. [Online]. Available: www.abb.com/cables, [Acedido 27 de Março 2014].
- [23] J. Sucena Paiva, *Redes de Energia Eléctrica - Uma análise sistémica*, 3ª edição. Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2001.
- [24] ABB, “XLPE CABLE AND CABLE SYSTEM STANDARDS,” 2010. [Online]. Available: www.abb.com/cables, [Acedido 27 de Março 2014].
- [25] P. J. da C. Nunes, “Optimização da ligação eléctrica dos aerogeradores de um parque eólico,” UNIVERSIDADE DE TRÁS-OS-MONTES E ALTO DOURO, 2007.
- [26] “Siemens.” [Online]. Available: siemens.co.uk, [Acedido 10 de Junho 2014].
- [27] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, vol. 140. 2005, pp. 1–745.
- [28] ABB, “It’s time to connect,” 2013. [Online]. Available: www.abb.com/HVDC, [Acedido 12 de Junho 2014].
- [29] T. H. M. Takasaki, N. Gibo, “Evaluation of the relation between sourced converter performance and design parameters,” 2001, pp. 96–101.
- [30] E. Zacccone, “Hvdc Transmission Cable Systems,” in *Prysmian Powerlink*, 2009, pp. 1 – 46.
- [31] D. Wensky and K. Eriksson, “SYSTEM APPROACH ON DESIGNING AN OFFSHORE WINDPOWER GRID CONNECTION.” 2003.
- [32] G. Cordioli, D. Retzmann, and K. Uecker, “Prospects of Multilevel VSC Converter Technologies,” Rome, 2008.
- [33] A. Zubiaga M., Abad G., Barrena J. A., Aurtenetxea S., Carcar, *Energy Transmission and Grid Integration of AC Offshore Wind Farms*. InTech, 2012, p. 258.
- [34] Siemens, “High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange.” 2008.
- [35] A. R. C. De Oliveira and J. R. Cogo, “MODELOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NA ANÁLISE DE SOBRETENSÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA,” 1983, p. 1.
- [36] L. H. Restrepo, G. Caicedo Delgado, and F. Castro Aranda, “Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia,” *Energía y Comput.*, vol. 16 n.1, pp. 21–32, 2008.
- [37] RAHMAN NAVEED, “220 kV Long Distance Underground HVAC Cable Circuit,” *AORC Tech. Meet. 2014*, 2014.

- [38] J. Green, A. Bowen, L. J. Fingersh, and Y. Wan, “Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power Preprint,” no. March. U.S. Department of Commerce, Houston, pp. 1–10, 2007.
- [39] J. Jerome, B. Dan, G. Chris, B. Nick, and H. Andrew, “Inventory of location specific wind energy cost,” 2011.
- [40] B. P. Nielsen, “Offshore Wind Energy Projects Feasibility Study Guidelines SEAWIND,” pp. 1–35, 2003.
- [41] B. Van Eeckhout, “The economic value of VSC HVDC compared to HVAC for offshore wind farms,” KATHOLIEKE UNIVERSITEIT LEUVEN, 2008.
- [42] Entsoe-E, “Offshore Transmission Technology,” vol. 2011. Brussels, pp. 1–46, 2012.
- [43] “Investing.” [Online]. Available: www.investing.com, [Acedido 28 de Agosto 2014].
- [44] L. Camilo, “Transmission Systems for Offshore Wind Farms: A Technical, Environmental and Economic Assessment,” Hamburg University of technology, 2013.
- [45] J. I. Marvik and H. G. Svendsen, “Analysis of Grid Faults in Offshore Wind Farm with HVDC Connection,” *Energy Procedia*, vol. 35, no. 1876, pp. 81–90, Jan. 2013.
- [46] L. Danielle, “Round 3 Offshore Wind Farm Connection Study,” London, 2008.

(Esta página foi propositadamente deixada em branco)

Capítulo 8 – Anexos

Anexo I

```
%Dados
clear
comp=0;
Pe=150e6*1;
while (Pe==150e6*1 || comp==0)

    Pe=150e6*1+comp;      % Potência a transmitir
    Loss=0.0015;          % Pedras no transformador Offshore
    Pe_L=Pe*(1-Loss);      % Potência transmitida + perdas no transformador
    Ve=150e3/sqrt(3);      % Nível de tensão na receção
    l=[0:0.1:200];         % Comprimento do cabo
    w=2*pi*50;             % Frequência angular do sistema
    R=0;                   % Resistência
    L=0.36e-3;             % Indutância
    C1=0.23e-6;            % Capacitância

    X=L*w;                 % Reactância longitudinal
    B1=C1*w;               % Susceptância transversal
    Z0=sqrt((R+i*X)/(i*B1)); % Impedância de onda
    gama=sqrt((R+i*X)*(i*B1)); % Fator de propagação

    A=cosh(gama*l);         % {
    B=-(Z0*sinh(gama*l));   % { Parâmetros ABCD
    C=-((sinh(gama*l)/Z0)); % {
    D=A;                    % {

    Iee=(Pe_L/(3*Ve));      % Corrente na receção
    Ie=conj(Iee);

    Vr=A*Ve+B.*Ie;          % Tensão na emissão
    Ir=C*Ve+D.*Ie;          % Corrente na emissão
    Irabs=abs(Ir);          % Corrente absoluta na receção
    Vrabs=abs(Vr);          % Tensão absoluta na receção
    Irangl=angle(Ir);        % Ângulo da corrente na receção
    Vrangl=angle(Vr);        % Ângulo da tensão na receção

    Sr=3*Vr.*conj(Ir);
    SRR=Sr+comp;
    Sr_L=(SRR*(1-Loss));

    delta_V=abs(Vr-Vrabs);
    delta_Q=imag(Sr_L)
    delta_P=real(Sr_L);

%Plot

xlabel('Comprimento do Cabo (km)')
%ylabel('Corrente total que percorre o cabo (A)')
ylabel('Potência reativa que percorrer o cabo (ar)')

%Corrente total na receção
plot(l,Irabs,'c','LineWidth',2)

%Corrente total na receção (parte imaginária)
```

```

plot(l,imag((Ir)), 'r')

% Queda de tensão em percentagem
plot(l,(((sqrt(3)*Ve)-(sqrt(3)*Vrabs))/(sqrt(3)*Ve))*100, 'c', 'LineWidth', 2)

% Variação do ângulo
plot(l,(((angle(Ve)-Vr angl)*180)/pi), 'c', 'LineWidth', 2)

% Potência reativa gerada no cabo
plot(l,(delta_Q), 'c', 'LineWidth', 2);

% Perdas de potência no transporte
plot(l,abs(real(Pe)-delta_P(992)))

hold on
comp=-i*delta_Q(992)/2;
end

```

Anexo II

Potência reativa gerada pelo cabo para outras simulações com e sem compensação reativa.

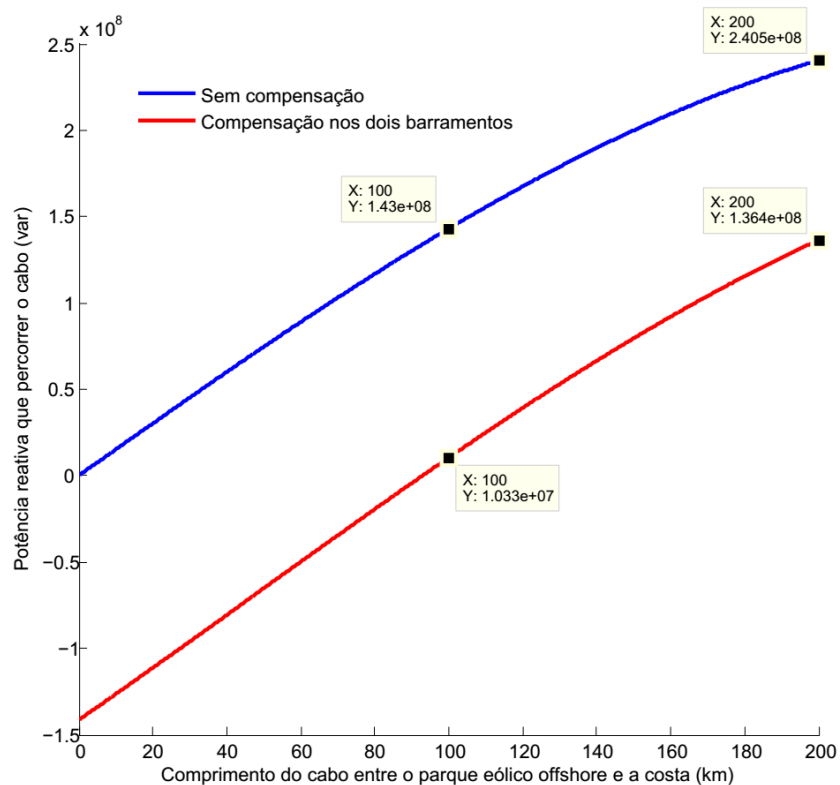


Figura 8.1: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 150MW a 150 kV.

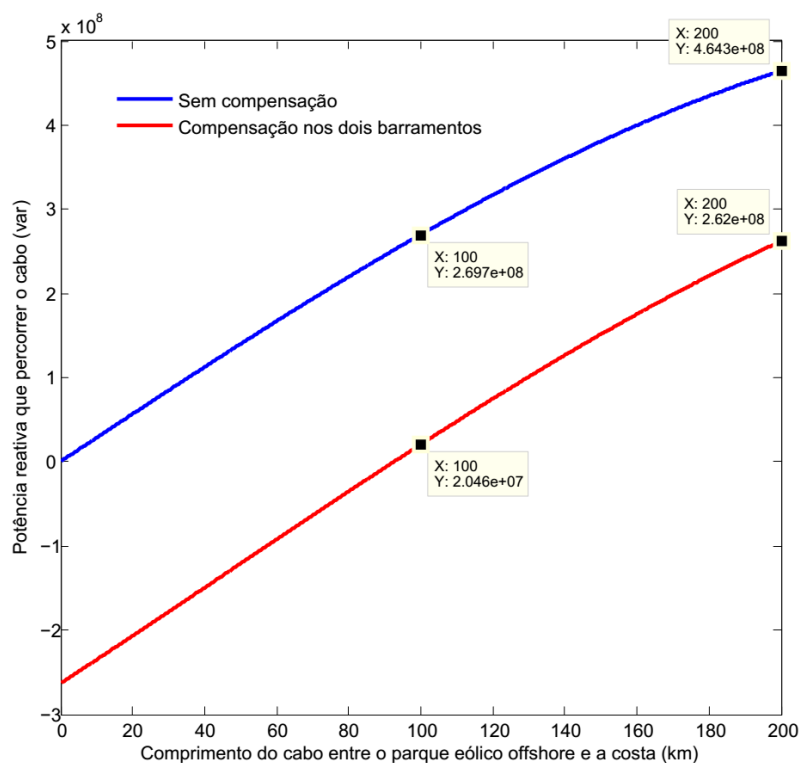


Figura 8.2: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 150MW a 220 kV.

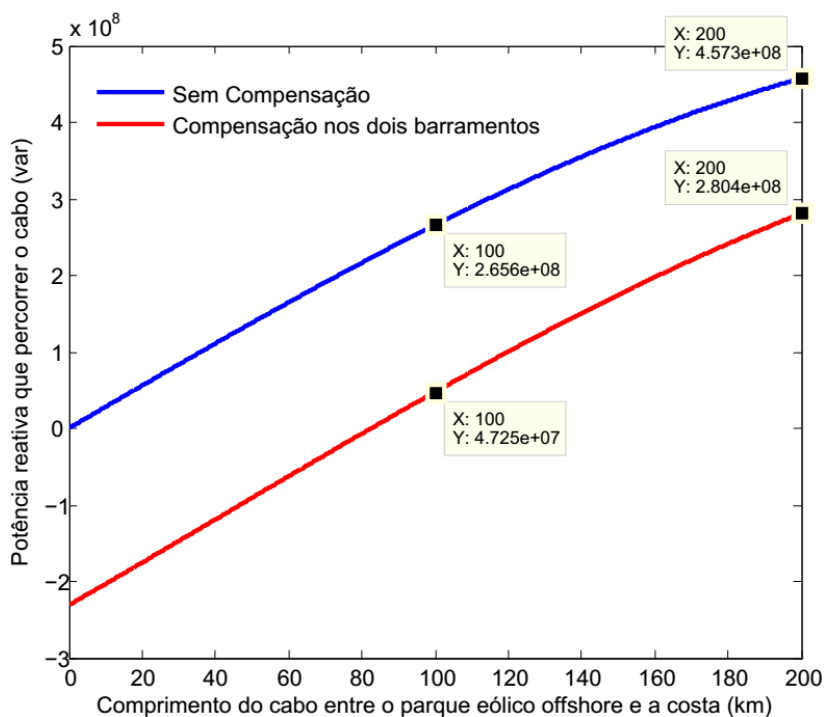


Figura 8.3: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 200MW a 220 kV.

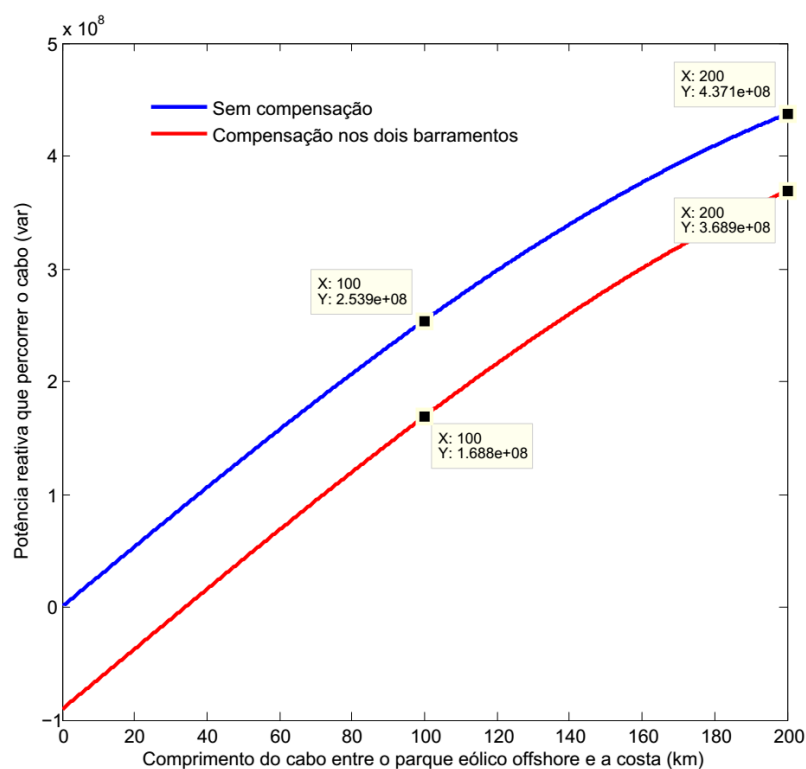


Figura 8.4: Potência reativa ao longo da linha de transmissão, com recurso à compensação e sem compensação para um sistema com 300MW a 220 kV.

Anexo III

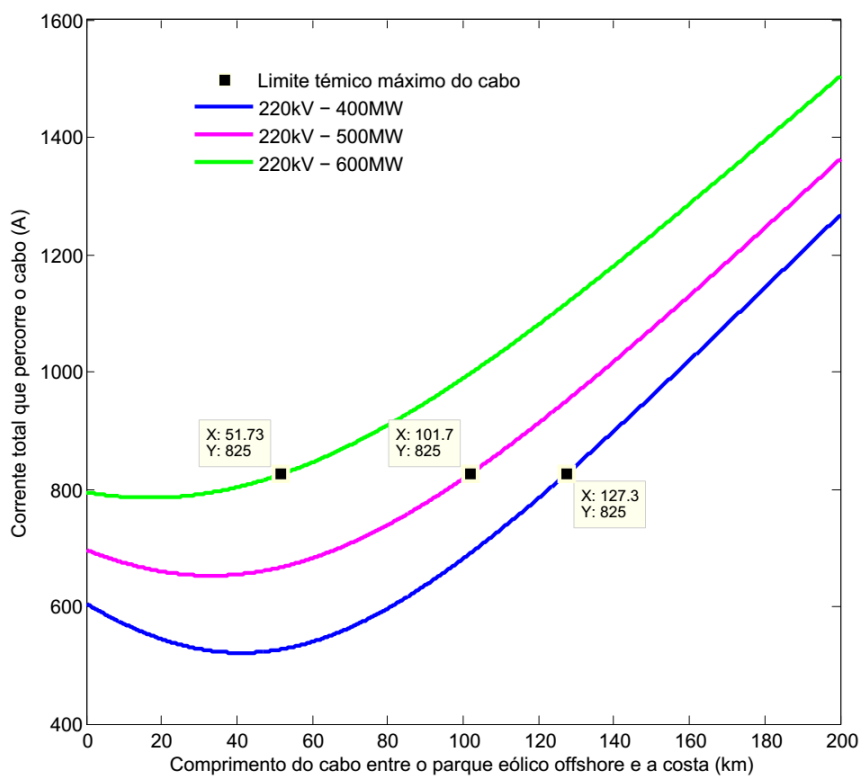


Figura 8.5 Valores dos comprimentos dos cabos após a implementação da compensação de potência reativa para os diferentes sistemas simulados.

Anexo IV

Simulações de outros parques eólicos *offshore*, para diferentes regimes de funcionamento.

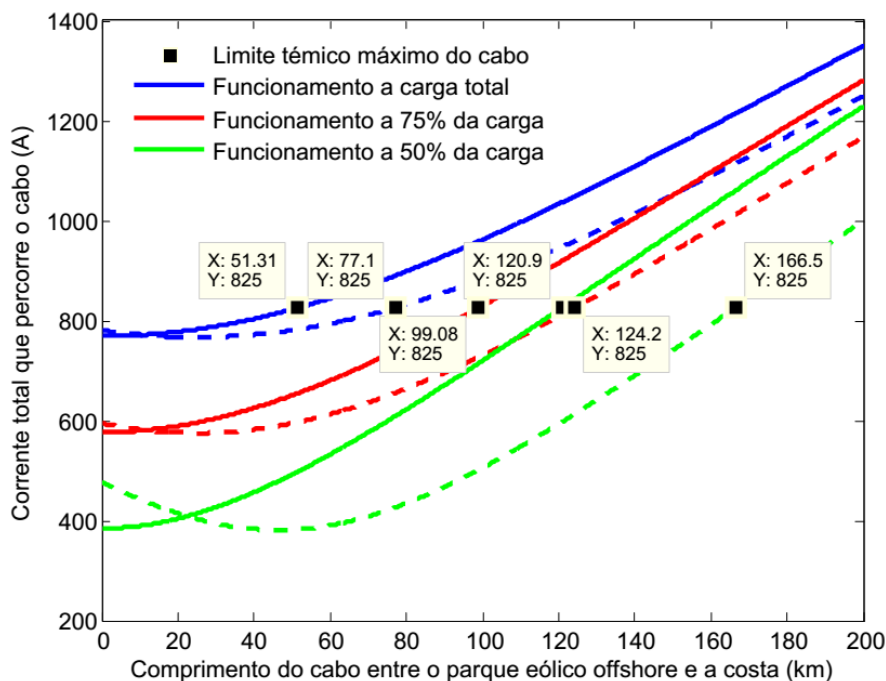


Figura 8.6: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 200 MW a 150kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.

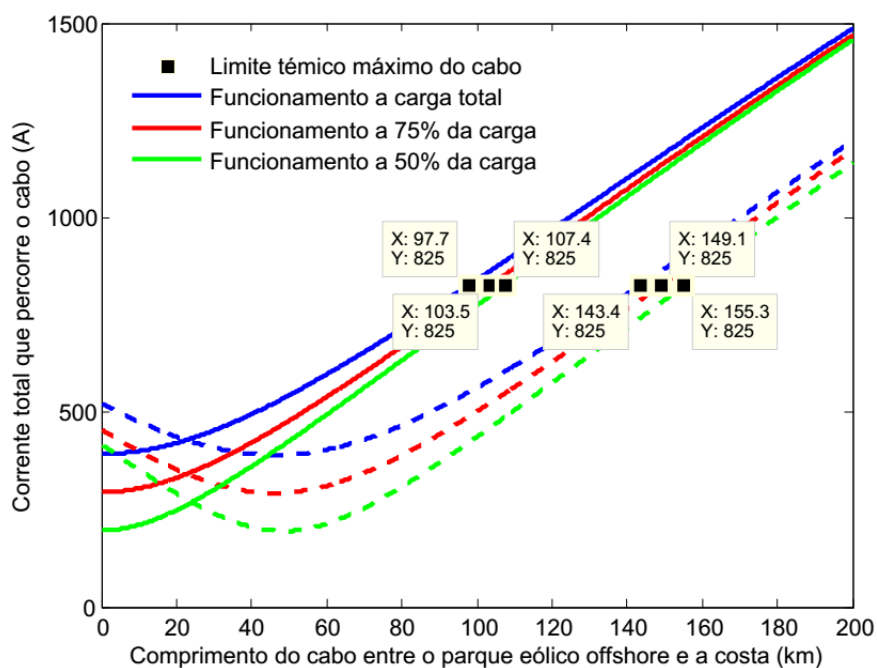


Figura 8.7: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 150 MW a 220kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.

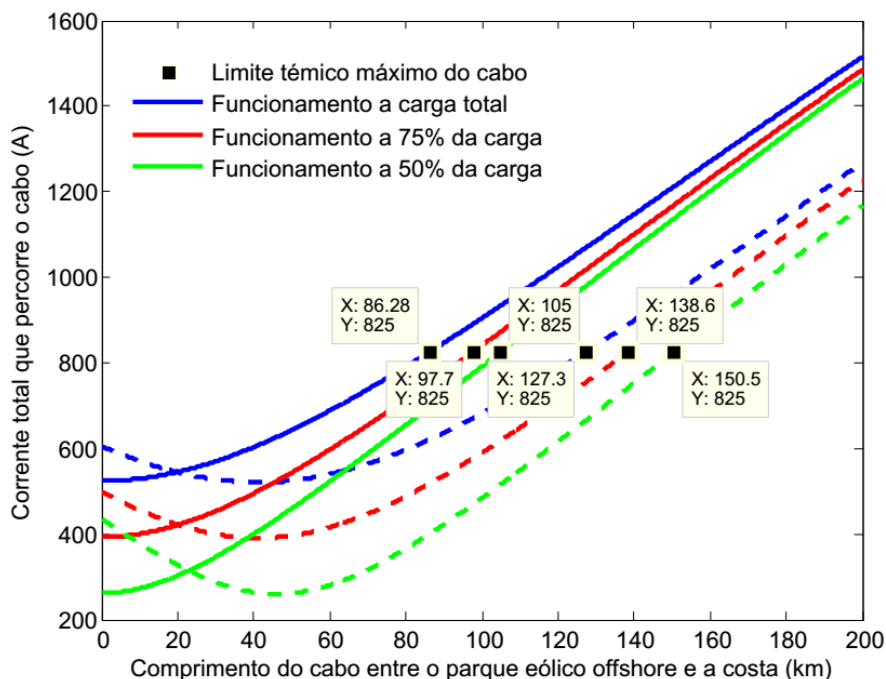


Figura 8.8: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 200 MW a 220kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.

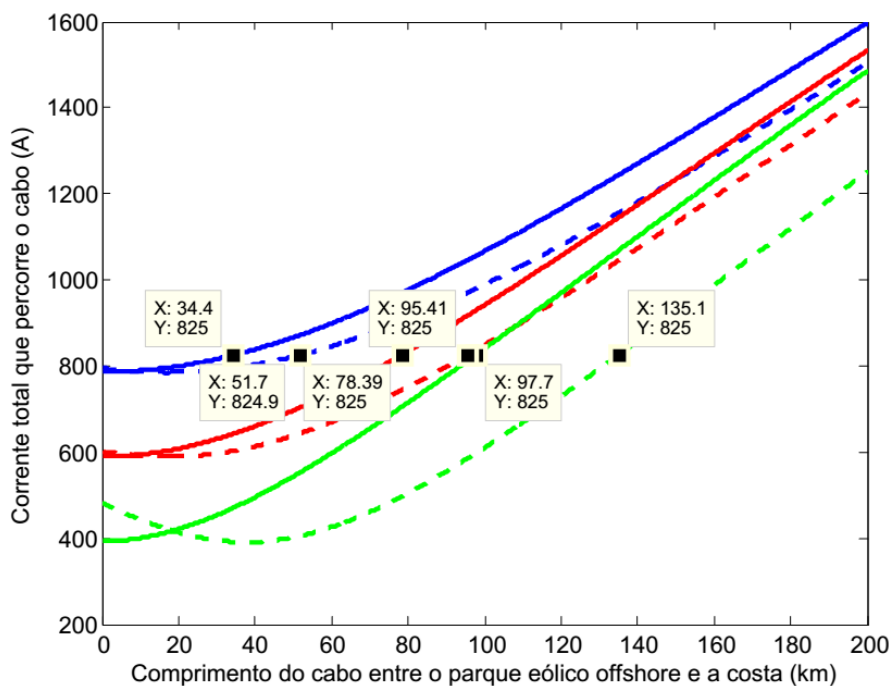


Figura 8.9: Comprimentos máximos que os cabos podem atingir, num parque de 300 MW a 220kV, para os regimes de funcionamento de 50, 75 e 100%.

Anexo V

Tabela 8.1: Comparação dos custos de investimento para a potência de 400MW (HVAC 2x220kV) e (HVDC-VSC 1x320kV).

		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVAC	Plataforma <i>offshore</i>	17,44	1	17,44
	Subestação (equipamento)	20,58	2	41,16
	Cabo HVAC	0,73/km/cabo	2	1,46/km
	Instalação do cabo	0,59	2	1,18/km
	Compensação reativa	20,33	2x2	81,32
	Total			139,92+2,64/km
		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVDC-VSC	Plataforma <i>offshore</i>	32,26	1	32,26
	Subestação (equipamento)	80,18	2	160,36
	Cabo HVDC	0,27/km/por_par	1	0,27/km
	Instalação do cabo	0,82/km/cabo	1	0,82/km
	Total			192,62+1,09/km

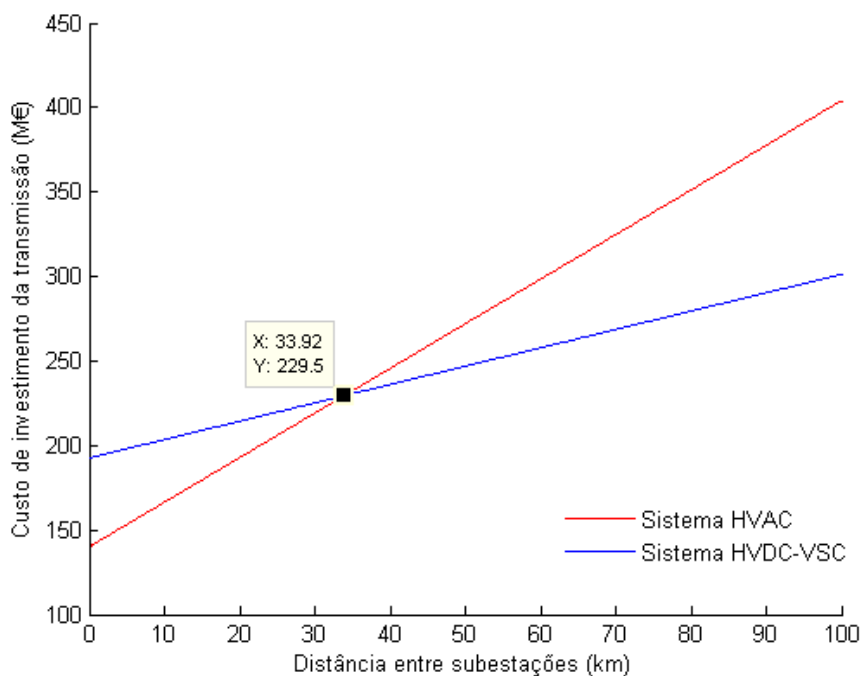


Figura 8.10: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 400 MW.

Tabela 8.2: Comparação dos custos de investimento para a potência de 500MW (HVAC 2x220kV) e (HVDC-VSC 1x320kV).

		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVAC	Plataforma <i>offshore</i>	21,56	1	21,56
	Subestação (equipamento)	23,19	2	46,38
	Cabo HVAC	0,73/km/cabo	2	1,46/km
	Instalação do cabo	0,59	2	1,18/km
	Compensação reativa	20,33	2x2	81,32
	Total			149,26+2,64/km
		Custo (M€)	Unidades Necessárias	Custo total (M€)
Sistema HVDC-VSC	Plataforma <i>offshore</i>	39,88	1	39,88
	Subestação (equipamento)	80,18	2	172,40
	Cabo HVDC	0,27/km/por_par	1	0,27/km
	Instalação do cabo	0,82/km/cabo	1	0,82/km
	Total			212,28+1,09/km

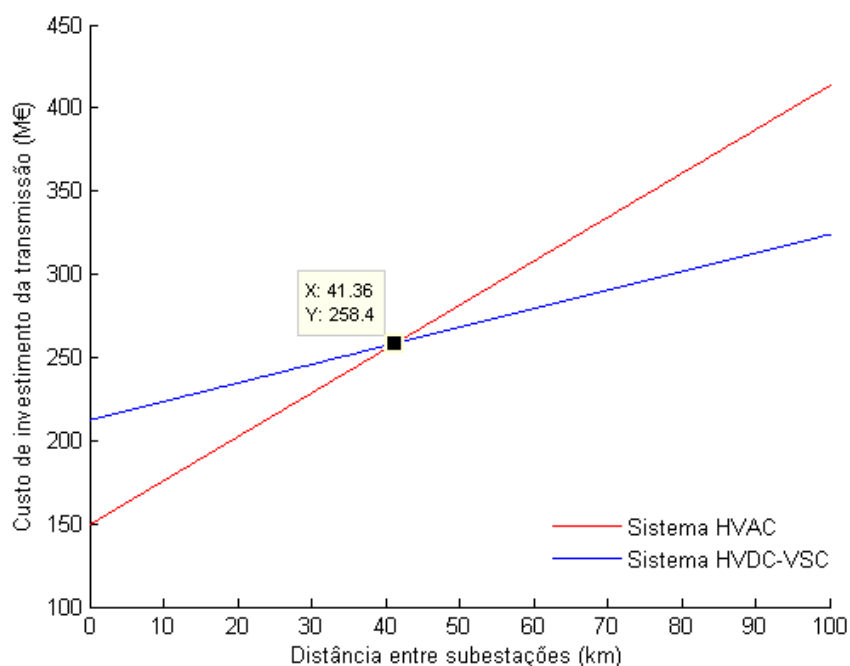


Figura 8.11: Comparação dos custos de investimento de transmissão em HVAC e HVDC-VSC, para a potência de 500 MW.